

BOLETÍN ESTADÍSTICO

YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS

GESTIÓN 2011

Boletín Estadístico Gestión 2011
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: Gerencia Nacional de Planificación, Inversiones y Estudios
Información proporcionada por:

- Gerencia Nacional de Comercialización
- Gerencia Nacional de Administración de Contratos
- Gerencia Nacional de Fiscalización

Diseño y Diagramación:
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
Calle Bueno Nº 185
www. ypfb.gob.bo

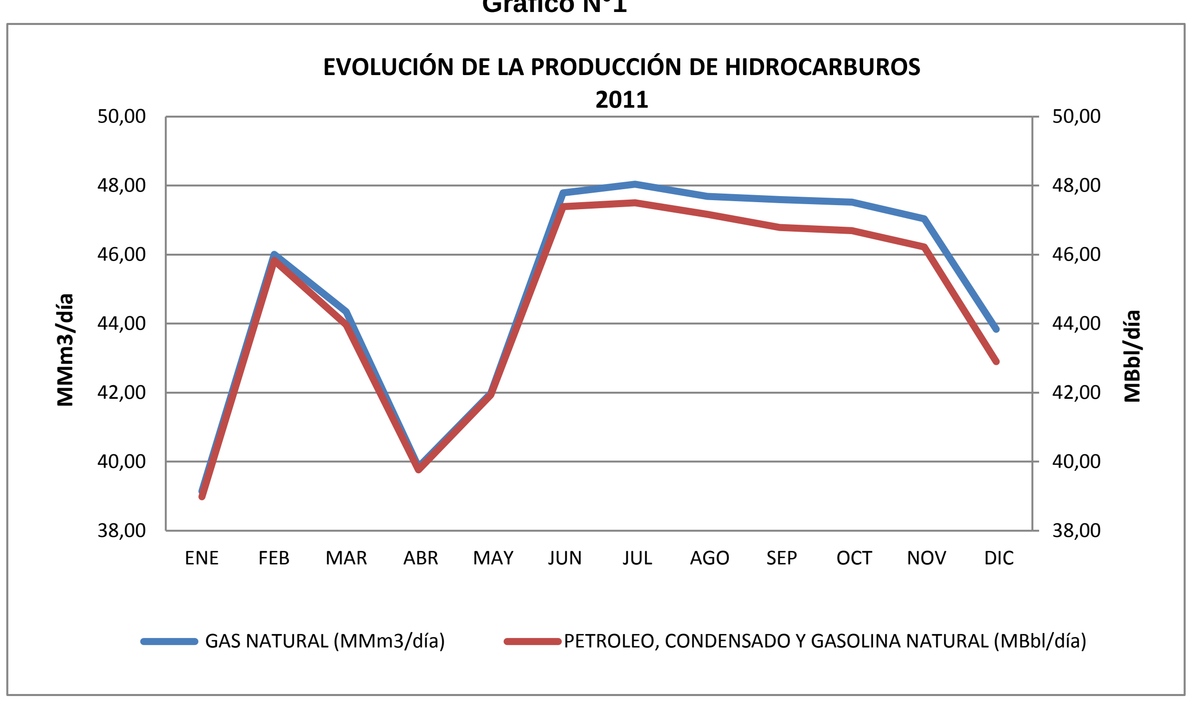


Febrero 2012
La Paz – Bolivia

CONTENIDO
BOLETÍN ESTADÍSTICO 2011

1. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Gráfico N°1



Cuadro N°1

PRODUCCIÓN BRUTA 2011				
MES	GAS NATURAL (MMm3/día)		PETROLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL (MBbl/día)	
	2010	2011	2010	2011
ENE	32,97	39,14	36,82	38,98
FEB	39,32	46,01	41,49	45,84
MAR	40,12	44,34	42,28	43,96
ABR	37,29	39,84	39,62	39,77
MAY	43,30	41,98	44,71	41,94
JUN	44,46	47,79	45,40	47,40
JUL	44,42	48,04	44,92	47,50
AGO	45,19	47,69	45,46	47,17
SEP	44,74	47,60	44,94	46,79
OCT	43,96	47,52	44,24	46,70
NOV	43,67	47,04	44,00	46,22
DIC	41,08	43,83	40,99	42,90
PROM	41,71	45,07	42,91	44,60

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización

Nota: Valores actualizados en febrero de 2012.

La Producción Bruta de Hidrocarburos se refiere a la producción medida en Boca de Pozo.

Durante la gestión 2011, la producción bruta de gas natural, alcanzó un promedio de 45,07 MMm^3/día y la producción bruta de petróleo, condensado y gasolina natural, alcanzó los 44,60 MBbl/día.

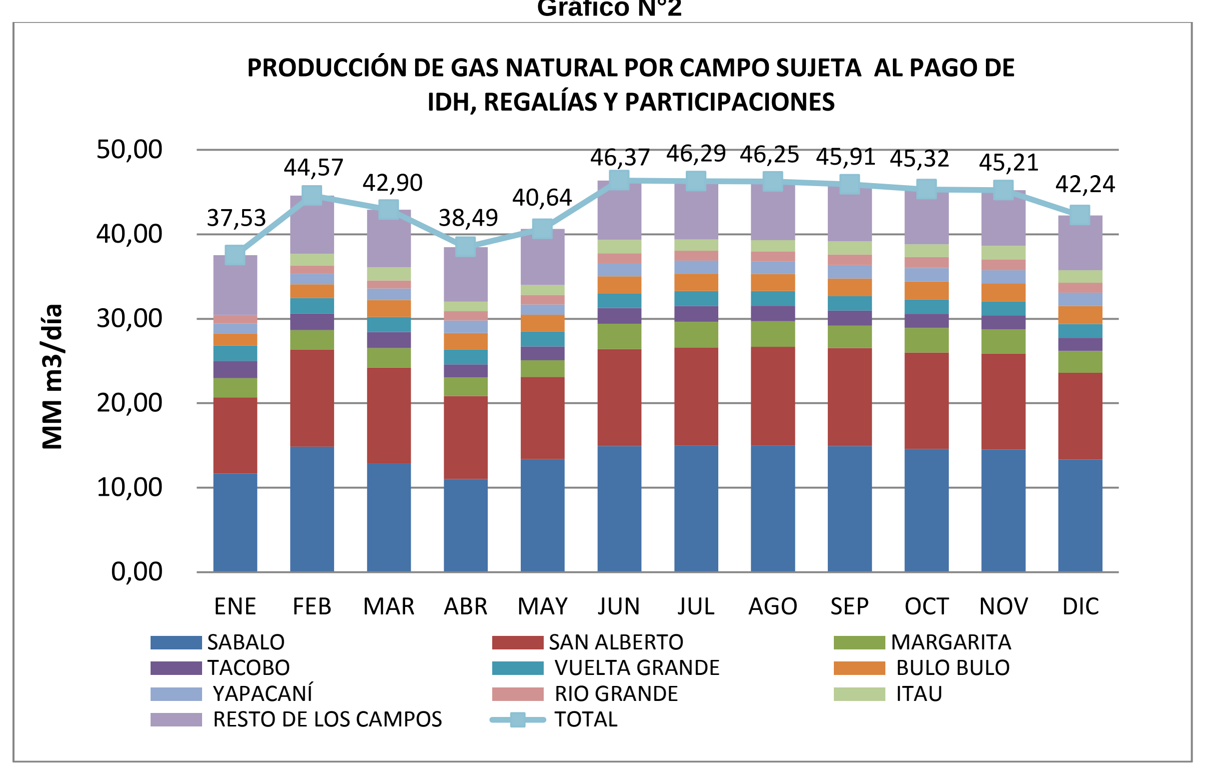
La producción bruta de gas natural, durante la gestión 2011, en promedio, se incrementó en un 8% con relación a la gestión 2010. A partir del mes de mayo la producción de gas natural empezó a incrementarse mostrando los volúmenes promedio más altos los meses de junio a noviembre y alcanzando un volumen máximo de 48,04 MMm^3/día en el mes de julio. Los meses de enero a abril y el mes de diciembre muestran volúmenes de producción menores debido a que la demanda de gas natural en el mercado interno y externo es menor en estos períodos principalmente por la disminución de la actividad en el sector termoeléctrico gracias al ingreso de plantas hidroeléctricas en los sistemas de generación brasileros.

La producción de Hidrocarburos Líquidos sigue la misma tendencia que la de gas natural, alcanzando un volumen máximo de 47,50 MBbl/día en el mes de julio. Esta producción, en promedio, se ha incrementado en 4% en relación a la gestión 2010.

2. GAS NATURAL

2.1 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES POR CAMPO

Gráfico N°2



Cuadro N°2

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CAMPO SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES (MMm3/día)
2011
RESUMEN POR CAMPO

CAMPO	SABALO		SAN ALBERTO		MARGARITA		TACOBO		VUELTA GRANDE		BULO BULO		YAPACANÍ		RIO GRANDE		ITAU		RESTO DE LOS CAMPOS		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	11,90	11,69	7,28	9,00	1,21	2,30	0,71	2,02	1,61	1,83	1,26	1,40	0,99	1,23	0,62	1,00	0,00	0,00	4,80	7,07	30,36	37,53
FEB	13,01	14,85	9,50	11,48	1,91	2,33	1,58	1,96	2,05	1,82	1,28	1,62	1,11	1,27	0,61	0,99	0,00	1,36	6,21	6,89	37,27	44,57
MAR	13,03	12,88	9,93	11,33	2,09	2,32	1,69	1,89	2,05	1,79	1,32	2,00	1,07	1,38	0,59	0,97	0,00	1,56	6,41	6,80	38,17	42,90
ABR	12,90	11,03	8,37	9,82	1,64	2,20	1,38	1,55	1,78	1,75	1,32	2,00	1,11	1,47	0,56	1,10	0,00	1,14	5,94	6,45	35,00	38,49
MAY	13,90	13,39	10,91	9,73	2,28	1,97	2,02	1,62	1,99	1,78	1,38	2,00	1,29	1,21	0,54	1,14	0,00	1,15	7,43	6,65	41,73	40,64
JUN	14,10	14,93	11,12	11,49	2,32	2,99	2,06	1,86	1,94	1,74	1,47	2,01	1,39	1,57	0,53	1,16	0,00	1,59	8,09	7,03	43,02	46,37
JUL	14,25	15,02	11,08	11,60	2,30	3,02	2,06	1,86	1,94	1,78	1,46	2,05	1,44	1,56	0,54	1,17	0,00	1,35	7,90	6,88	42,97	46,29
AGO	14,44	15,01	11,11	11,69	2,33	3,02	2,06	1,81	1,92	1,75	1,44	2,03	1,48	1,51	0,63	1,14	0,00	1,36	7,98	6,93	43,39	46,25
SEP	14,43	14,92	11,16	11,62	2,32	2,66	2,05	1,77	1,89	1,72	1,42	2,07	1,46	1,58	0,72	1,27	0,00	1,56	7,84	6,74	43,30	45,91
OCT	14,31	14,59	11,40	11,42	2,31	2,93	1,76	1,66	1,77	1,70	1,41	2,13	1,47	1,59	0,76	1,30	0,00	1,51	7,32	6,49	42,52	45,32
NOV	14,39	14,51	11,02	11,37	2,05	2,88	1,97	1,62	1,86	1,66	1,41	2,13	1,52	1,60	0,86	1,27	0,00	1,61	7,14	6,58	42,22	45,21
DIC	11,95	13,34	10,79	10,29	2,33	2,55	2,03	1,56	1,85	1,63	1,41	2,13	1,40	1,57	0,93	1,19	0,00	1,47	6,69	6,50	39,38	42,24
PROM	13,55	13,85	10,31	10,90	2,09	2,60	1,78	1,76	1,89	1,75	1,38	1,97	1,31	1,46	0,66	1,14	0,00	1,30	6,98	6,75	39,94	43,48
%	33,9 %	31,8 %	25,8 %	25,1 %	5,2 %	6,0 %	4,5 %	4,1 %	4,7 %	4,0 %	3,5 %	4,5 %	3,3 %	3,4 %	1,6 %	2,6 %	0,0 %	3,0 %	17,5 %	15,5 %	100,0 %	100,0 %

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: Valores actualizados en febrero de 2012

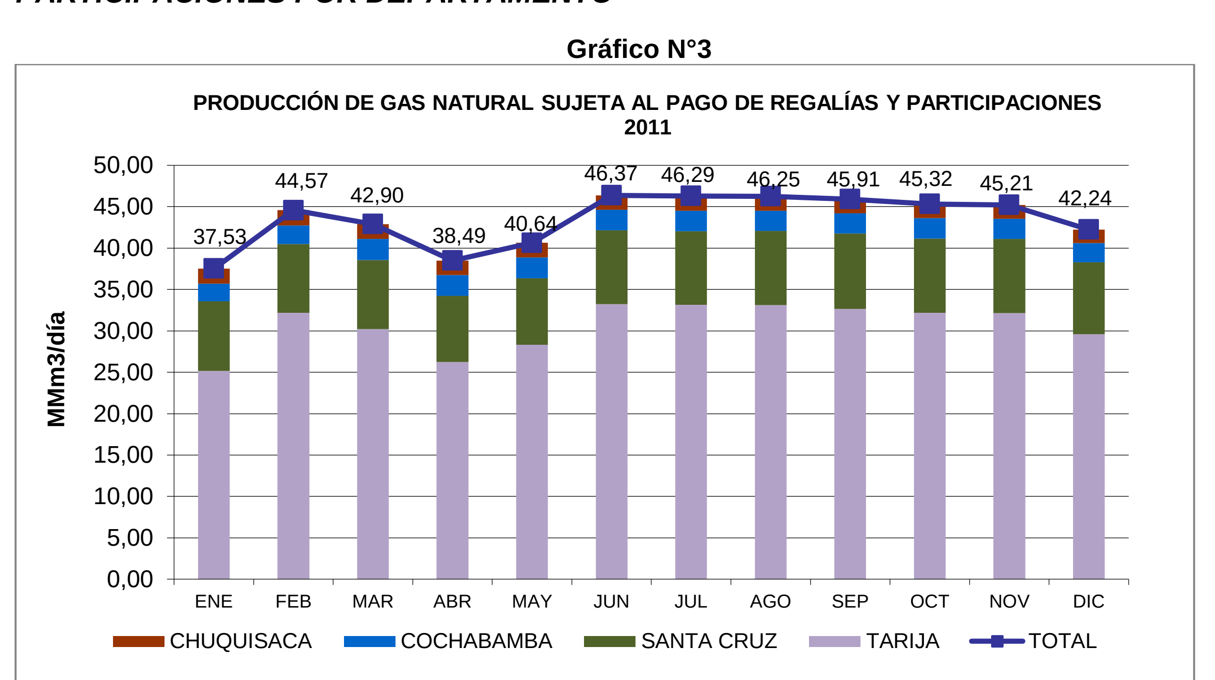
La producción sujeta al pago de IDH, regalías y participaciones es aquella producción medida en punto de fiscalización a la salida de la planta más los volúmenes de producción sujetos a penalidades por quemas, además es menor a la producción bruta contemplada en el Cuadro N°2 debido a que esta última es medida en boca de pozo antes de que se separen los componentes licuables y se realicen las actividades de uso del gas como combustible en los campos, quema y venteo.

La producción de gas natural sujeta al pago de IDH, regalías y participaciones, durante la gestión 2011, alcanzó un promedio de 43,48 MMm^3/día, mostrando un incremento de 8,8% en relación al 2010. Esta producción fue entregada en su totalidad a YPFB por las diferentes empresas que operan los campos bajo contratos de operación.

Los campos con mayor producción fueron Sábalo y San Alberto que durante la gestión 2011 representan el 31,8% y 25,1% del total de la producción respectivamente. Otros campos que tuvieron una producción significativa son Margarita y Tacobo, cuya producción representa el 6% y el 4,1% respectivamente, además de Vuelta Grande, Bulo Bulo, Yapacaní, Río Grande e Itaú que representan el 4,0%, 4,5%, 3,4%, 2,6% y 3,0% del total de la producción de gas natural de 2011. Asimismo, la producción del resto de los campos representa un 15,5% del total producido e incluye a campos con volúmenes de producción menores a 0,61 MMm^3/día en 2010 y menores a 0,94 MMm^3/día en 2011.

2.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES POR DEPARTAMENTO

Gráfico N°3



Cuadro N°3

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CAMPO SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES (MMm3/día) RESUMEN POR DEPARTAMENTO										
DEPARTAMENTO	TARIJA		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	22,10	25,15	4,57	8,43	2,08	2,12	1,62	1,83	30,36	37,53
FEB	26,47	32,17	6,38	8,32	2,36	2,26	2,06	1,82	37,27	44,57
MAR	27,09	30,23	6,61	8,34	2,42	2,54	2,05	1,79	38,17	42,90
ABR	24,97	26,23	6,09	8,00	2,15	2,51	1,78	1,75	35,00	38,49
MAY	29,74	28,34	7,43	8,04	2,57	2,48	1,99	1,78	41,73	40,64
JUN	30,29	33,25	8,14	8,90	2,64	2,47	1,95	1,75	43,02	46,37
JUL	30,25	33,14	8,22	8,88	2,56	2,49	1,94	1,78	42,97	46,29
AGO	30,48	33,11	8,50	8,96	2,49	2,43	1,92	1,75	43,39	46,25
SEP	30,56	32,66	8,46	9,09	2,39	2,44	1,90	1,72	43,30	45,91
OCT	30,31	32,19	8,12	8,95	2,31	2,49	1,77	1,70	42,52	45,32
NOV	29,78	32,13	8,31	8,97	2,26	2,45	1,86	1,66	42,22	45,21
DIC	27,23	29,60	8,13	8,69	2,17	2,31	1,85	1,63	39,38	42,24
PROM	28,27	30,68	7,41	8,63	2,37	2,42	1,89	1,75	39,94	43,48
%	70,78%	70,58%	18,56%	19,85%	5,93%	5,56%	4,73%	4,02%	100,00%	100,00%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: Valores actualizados en febrero de 2012

Durante la gestión 2011, de los cuatro departamentos productores, Tarija registró la mayor producción alcanzando un promedio de 30,68 MMm^3/día (70,58%), seguido de Santa Cruz con una producción promedio de 8,63 MMm^3/día (19,85%), Cochabamba con un promedio de 2,42 MMm^3/día (5,56%) y Chuquisaca que alcanzó una producción promedio de 1,75 MMm^3/día (4,02%).

Los departamentos de Tarija y Santa Cruz incrementaron su producción promedio respecto a la gestión 2010 en un 9% y 16% respectivamente, Cochabamba incrementó su producción en 2,1 % y Chuquisaca disminuyó en 8%.

2.3 BALANCE DE GAS NATURAL

Cuadro N°4

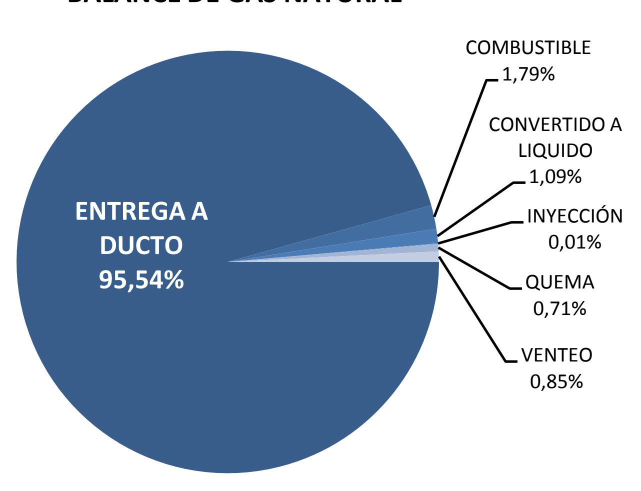
DESTINO DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE GAS NATURAL (MMm3/día) 2011

DESTINO	ENTREGA A DUCTO		COMBUSTIBLE		CONVERTIDO A LIQUIDO		INYECCIÓN		QUEMA		VENTEO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	30,15	37,18	0,72	0,76	0,43	0,45	1,39	-	0,12	0,42	0,16	0,32	32,97	39,14
FEB	37,08	44,20	0,77	0,79	0,45	0,49	0,65	0,01	0,12	0,15	0,25	0,36	39,32	46,01
MAR	37,96	42,50	0,78	0,80	0,47	0,49	0,53	0,05	0,12	0,14	0,26	0,37	40,12	44,34
ABR	34,77	38,11	0,76	0,77	0,45	0,46	0,84	0,01	0,22	0,16	0,25	0,33	37,26	39,84
MAY	41,47	40,24	0,79	0,79	0,48	0,47	0,14	-	0,12	0,11	0,29	0,37	43,38	41,98
JUN	42,70	45,93	0,80	0,82	0,48	0,50	0,00	-	0,12	0,14	0,35	0,39	44,43	47,79
JUL	42,63	45,90	0,80	0,83	0,47	0,49	0,03	-	0,14	0,43	0,35	0,39	44,42	48,04
AGO	43,06	45,79	0,80	0,83	0,48	0,50	0,00	-	0,50	0,17	0,35	0,40	45,19	47,69
SEP	42,83	45,49	0,79	0,81	0,48	0,51	0,01	-	0,29	0,39	0,33	0,40	44,74	47,60
OCT	41,85	44,89	0,80	0,83	0,47	0,53	0,01	-	0,51	0,86	0,33	0,42	43,96	47,52
NOV	41,90	44,68	0,82	0,82	0,48	0,52	0,00	-	0,14	0,59	0,32	0,43	43,67	47,04
DIC	39,05	41,81	0,78	0,82	0,47	0,50	0,02	-	0,44	0,29	0,32	0,41	41,08	43,83
PROM	39,62	43,06	0,78	0,81	0,47	0,49	0,30	0,01	0,24	0,32	0,30	0,38	41,71	45,07

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: valores actualizados a febrero de 2012

Durante la gestión 2011, los volúmenes promedio de gas natural entregados a ducto fueron mayores en 9% a los volúmenes entregados en 2010. El gas destinado para uso de combustible se incrementó en 3% y el gas convertido a líquido se incrementó en 5% en relación a la gestión 2010. Asimismo, el promedio de los volúmenes de gas natural utilizado para inyección en pozos fue casi nulo, en relación a la gestión 2010, los volúmenes promedio de gas natural destinados a la quema y venteo se incrementaron en 35% y 29% respectivamente.

Gráfico N°4



El 95,54% del total de la producción de gas natural en 2011 fue entregado a ducto con destino al mercado interno y externo para cubrir la demanda de los sectores eléctrico, industrial, residencial, comercial y transporte, así como la demanda de los mercados de Brasil y Argentina.

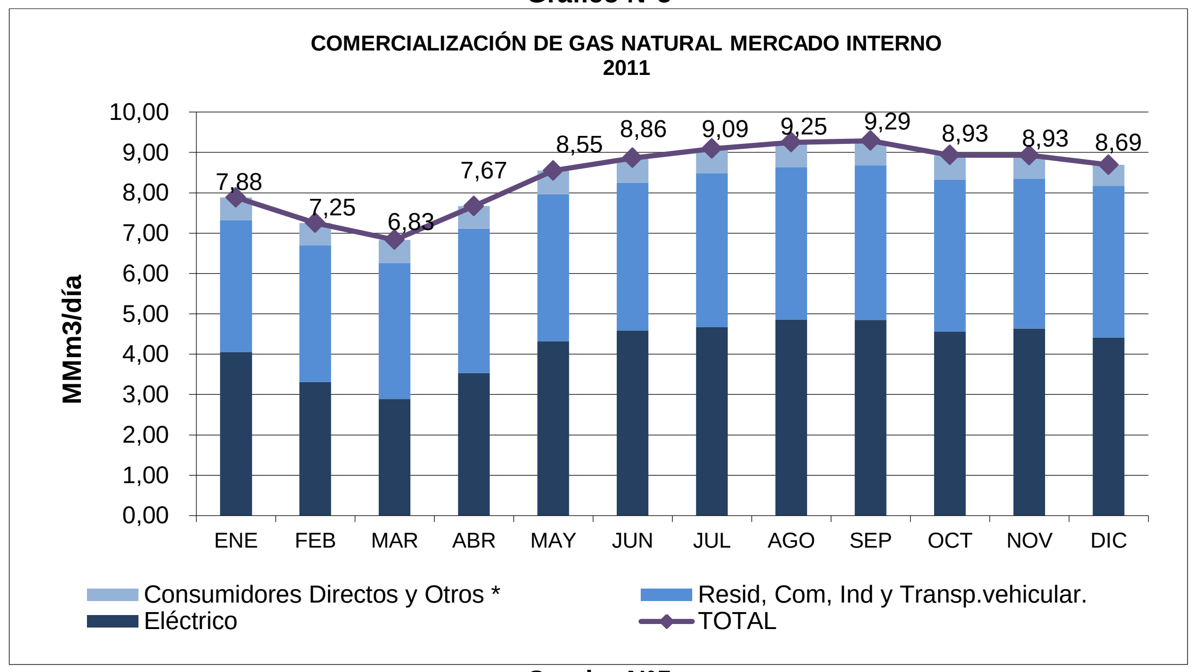
El 0,01% de la producción de gas natural fue destinada a la inyección en los pozos para optimizar la producción y alrededor del 1,79% fue destinado al uso como combustible en las instalaciones de los campos de producción.

Asimismo, los componentes licuables (GLP y gasolina natural) presentes en el gas natural producido y separados en las plantas, representaron el 1,09% de la producción total. El 0,71% fue destinado a la quema y el 0,85% al venteo. Ambas operaciones como consecuencia, principalmente, de pruebas de producción, intervención, terminación de pozos y por razones de seguridad en el funcionamiento de las instalaciones de los campos de producción.

3. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

3.1 MERCADO INTERNO POR SECTOR





Cuadro N°5

VOLUMENES COMERCIALIZADOS AL MERCADO INTERNO POR SECTOR A 60ºF (MMm3/día)								
SECTOR	Eléctrico		Resid, Com, Ind y Transp.vehicular.		Consumidores Directos y Otros *		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	2,82	4,05	2,92	3,27	0,53	0,56	6,27	7,88
FEB	2,93	3,31	2,95	3,39	0,53	0,56	6,41	7,25
MAR	3,58	2,89	3,07	3,37	0,52	0,57	7,17	6,83
ABR	4,08	3,53	3,18	3,58	0,58	0,56	7,84	7,67
MAY	3,97	4,32	3,23	3,65	0,58	0,58	7,78	8,55
JUN	3,95	4,59	3,19	3,66	0,64	0,62	7,78	8,86
JUL	3,89	4,67	3,34	3,81	0,65	0,61	7,88	9,09
AGO	4,05	4,86	3,39	3,77	0,64	0,62	8,08	9,25
SEP	3,98	4,85	3,50	3,83	0,62	0,61	8,10	9,29
OCT	4,07	4,55	3,43	3,77	0,58	0,61	8,08	8,93
NOV	4,27	4,63	3,34	3,72	0,55	0,57	8,16	8,93
DIC	4,20	4,41	3,39	3,76	0,58	0,52	8,17	8,69
PROM	3,82	4,22	3,25	3,63	0,58	0,58	7,64	8,44
%	49,91%	50,05%	42,46%	43,04%	7,63%	6,91%	100,00%	100,00%

** Incluye: industrias conectadas directamente a la red troncal de transporte, consumidores propios del sector hidrocarburos como refinerías, estaciones de bombeo y Planta Río Grande, además de las Estaciones de Servicio de gas natural que tienen contrato directo con YPFB.*
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Gas Natural
Nota: valores actualizados a febrero de 2012

En la estructura del mercado interno, el Sector Eléctrico es el mayor consumidor de gas natural, registrando en la gestión 2011 un consumo promedio de 4,22MMm^3/día que representa el 50,05% del

total. Le siguen los Sectores Residencial, Comercial, Industrial y de Transporte Vehicular que en conjunto tuvieron un consumo promedio 3,63 MMm^3/día lo que representa un 43,04% del total. Finalmente, el Sector Consumidores Directos y Otros tuvo un consumo promedio de 0,58 MMm^3/día, lo que representa un 6,91% del total. En promedio el Consumo del mercado interno durante la gestión 2011, alcanzó a 8,44 MMm^3/día, un 10% más en relación a la gestión 2010.

En relación a la gestión 2010, el consumo promedio del Sector Eléctrico fue mayor en 11%, el consumo promedio del Sector Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular fue superior en 12% y el promedio del consumo directo y otros fue prácticamente el mismo.

3.2 PRECIOS DE GAS NATURAL POR SECTOR Y EMPRESA DEMANDANTE

Cuadro N°6
Precios de Gas Natural por Sector y Empresa Demandante

SECTOR		EMPRESA	Precio $us/Mpie3
ELÉCTRICO	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN R.A. SSDH Nº 0440/2008	Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.	1,3000
		Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.	1,3000
		Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.	1,3000
		Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo S.A.	1,3000
		ENDE Andina S.A.M	1,3000
	SISTEMAS AISLADOS R.A. SSDH Nº 0450/2008	Empresa Servicios Eléctricos Tarija S.A.	1,0500
		Empresa Servicios Eléctricos Tarija S.A. - Bermejo	1,1000
		Cooperativa Rural de Eléctrificación Ltda.	1,1100
		Cooperativa Rural de Eléctrificación Ltda. - Ipias	1,9768
		Cooperativa Rural de Eléctrificación Ltda. - Puerto Suárez	1,5485
		Gas y Electricidad S.A.	1,0200
		Cooperativa Monteagudo	1,1000
		Cooperativa Muyupampa	1,1000
RESIDENCIAL,COMERCIAL, INDUSTRIAL Y TRANSPORTE VEHICULAR (REDES DE GAS NATURAL) R.A. SSDH Nº 0605/2005		YPFB Redes de Gas Cochabamba	0,9800
		YPFB Redes de Gas Santa Cruz.	0,9800
		YPFB Redes de Gas Chuquisaca.	0,9800
		Empresa Tarijeña del Gas S.A.M.	0,9800
		Cooperativa Monteagudo	0,9800
		Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	0,9800
CONSUMIDORES DIRECTOS Y OTROS ***	USO COMBUSTIBLE PARA REFINACION R.A. SSDH Nº 0452/2008	Refinería Oro Negro S.A.	0,9000
		Refinería Santa Cruz S.R.L.	0,9000
		Refinería Parapetí S.R.L.	1,3100
		YPFB Refinación S.A.	1,3100
	INDUSTRIA MINERA – CALERA R.A. SSDH Nº 0452/2008	Compañía Minera Paitití S.A.*	
		Empresa Minera y Calera Sayari S.A.	1,7000
	INDUSTRIA ALIMENTICIA R.A. SSDH Nº 0452/2008	Gravetal Bolivia S.A.*	
		Empresa COMASA	1,7000
		Montecristo Bolivia S.R.L. **	1,5000
		Laguna Volcán S.R.L.	1,7000
	USO COMBUSTIBLE PARA TRANSPORTE R.A. SSDH Nº 0695/2008	Planta de Compresión Río Grande	1,4208
		YPFB Logística S.A.	1,4208
		YPFB Transporte S.A.	1,0108
	GNV D.S. Nº 29510	Carrasco S.R.L	1,7000
		Caiguami**	1,5000

(*) Precio Fijo en Punto de Fiscalización (1,29$us/Mpie^3) y variable en Punto de Entrega.
(**) R.A. SSDH Nº 598/2001
(***) Incluye: industrias conectadas directamente a la red troncal de transporte, consumidores propios del sector hidrocarburos como refinerías, estaciones de bombeo y Planta Río Grande, además de las Estaciones de Servicio de gas natural que tienen contrato directo con YPFB.
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Gas Natural

Los precios del gas natural en el mercado interno fluctúan entre un nivel máximo de 1,9768 $us/Mpie³ y un nivel mínimo de 0,90 $us/Mpie³, en función al sector de destino y la normativa empleada en cada caso, siendo el Sector Eléctrico en el que se aplican los mayores precios y el Sector Consumidores Directos y Otros en el que se aplican los menores precios.

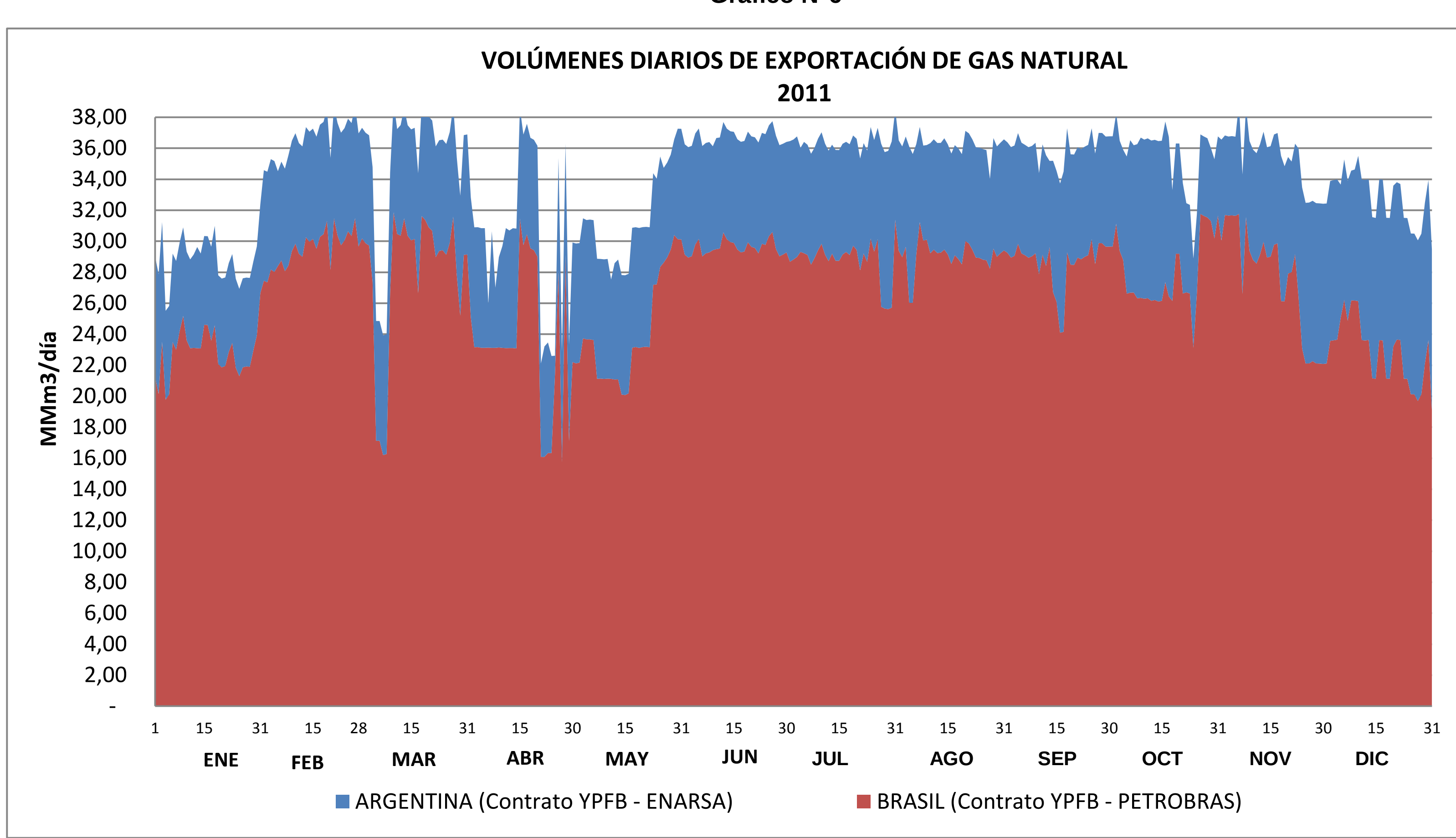
El precio del gas natural para el Sector Eléctrico en el punto de entrega, al ingreso de la planta termoeléctrica, es igual a 1,30 $us/Mpie³ para generadoras pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional y para generadoras pertenecientes al Sistema Aislado varía entre 1,02 $us/Mpie³ y 1,98 $us/Mpie³.

El precio del gas natural que es entregado a las empresas distribuidoras en Puerta de Ciudad (city gate), el cual va con destino a los Sectores Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular, es de 0,98 $us/Mpie³.

Asimismo, los precios de gas natural para consumo propio del sector hidrocarburos como combustible en transporte varían entre 1,0108 $us/Mpie³ y 1,4208 $us/Mpie³ y para el uso como combustible en refinación varían entre 0,90 $us/Mpie³ y 1,31 $us/Mpie³.

3.3 MERCADO EXTERNO POR MERCADO DE DESTINO

Gráfico N°6



Cuadro N°7

DIA	VOLÚMENES DIARIOS DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL (MMm3)																							
	VOLUMENES DE GAS NATURAL EXPORTADOS AL BRASIL: CONTRATO YPFB - PETROBRAS* A 68ºF												VOLUMENES DE GAS NATURAL EXPORTADOS A ARGENTINA: YPFB - ENARSA A 60°F											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	21,2	27,4	30,2	25,1	22,1	29,1	28,7	29,4	29,3	29,7	30,0	22,1	7,8	7,1	7,1	7,7	7,7	7,1	7,8	7,1	7,1	7,1	6,5	10,3
2	20,1	27,3	29,9	23,2	22,2	28,9	28,8	29,0	28,9	31,1	31,7	23,6	7,7	7,1	7,1	7,7	7,7	7,1	7,7	7,2	7,1	7,1	5,1	10,3
3	23,5	28,2	29,7	23,2	23,7	29,0	29,0	29,6	29,1	29,4	31,7	23,6	7,7	7,1	7,1	7,7	7,7	7,1	7,8	7,1	7,1	7,1	5,1	10,3
4	19,8	28,0	27,4	23,1	23,7	29,8	29,3	26,0	29,8	28,8	31,7	23,6	5,7	7,2	7,4	7,7	7,7	7,2	6,7	10,1	7,1	7,1	5,1	10,3
5	20,1	28,4	17,1	23,1	23,7	30,1	29,2	26,0	29,2	26,6	31,6	25,1	5,7	6,1	7,7	7,7	7,7	7,1	7,2	9,6	7,1	8,8	5,1	8,6
6	23,5	28,8	17,1	23,1	23,6	29,0	29,1	29,1	29,1	26,7	31,8	26,2	5,7	6,4	7,7	2,8	7,7	7,1	7,1	7,1	7,1	9,8	7,1	9,1
7	23,0	28,1	16,2	23,1	21,1	29,2	28,5	31,2	28,9	26,7	26,6	24,9	5,7	6,6	7,7	7,5	7,7	7,1	7,2	6,1	7,1	9,5	7,7	9,0
8	24,2	28,4	16,3	23,1	21,1	29,3	28,9	30,0	29,0	26,3	31,6	26,2	5,7	7,1	7,7	3,9	7,7	7,1	7,1	6,1	7,1	9,9	7,1	8,4
9	25,2	29,4	26,7	23,1	21,1	29,4	29,4	30,1	29,2	26,3	29,4	26,2	5,7	7,1	7,7	5,8	7,7	6,7	7,2	6,1	7,1	10,3	7,1	8,5
10	23,6	29,8	31,9	23,1	21,1	29,5	29,8	29,2	27,9	26,3	28,8	26,1	5,7	7,1	7,1	6,6	7,7	7,2	7,2	7,1	6,5	10,3	7,1	9,4
11	23,1	29,2	30,5	23,1	21,1	29,5	29,1	29,5	29,1	26,3	28,6	23,6	5,7	7,1	6,8	7,7	6,4	7,2	7,2	7,1	7,1	10,3	7,1	10,4
12	23,1	29,0	30,4	23,1	21,1	30,6	28,7	29,2	28,4	26,2	29,1	23,6	6,0	7,1	7,1	7,6	7,5	7,1	7,1	7,1	7,1	10,3	7,1	10,4
13	23,1	30,3	31,5	23,1	21,1	30,1	29,2	29,3	29,6	26,2	30,0	23,6	6,5	7,1	7,1	7,7	7,7	7,1	7,0	7,1	5,6	10,3	7,1	10,4
14	23,1	30,0	30,4	23,1	20,1	29,9	28,7	29,5	26,7	26,1	28,9	21,2	6,1	7,1	7,1	7,7	7,7	7,2	7,2	7,2	8,5	10,3	7,1	10,4
15	24,6	30,1	30,1	31,5	20,1	29,9	28,7	29,1	26,1	26,1	29,0	21,1	5,7	7,1	7,2	7,1	7,7	7,2	7,1	7,1	8,4	10,3	7,1	10,4
16	24,6	29,5	30,1	29,8	20,2	29,5	29,1	28,5	24,1	27,4	29,8	23,6	5,7	7,2	7,2	7,1	7,7	7,1	7,1	7,1	9,6	10,4	7,1	10,4
17	23,6	30,3	26,6	30,5	23,1	29,3	29,3	29,1	24,2	26,4	29,9	23,6	6,1	7,2	7,7	7,1	7,7	7,1	7,1	7,1	10,3	10,3	7,1	10,4
18	24,6	30,5	31,6	29,5	23,2	29,3	29,1	28,9	29,3	26,2	26,1	21,1	6,4	7,2	7,2	7,1	7,7	7,1	7,1	7,1	8,0	7,2	9,4	10,4
19	22,1	31,3	31,4	29,4	23,1	29,9	29,7	28,5	28,5	29,2	26,1	21,1	5,7	7,2	7,1	7,1	7,7	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	8,7	10,4
20	21,9	28,2	30,9	29,0	23,2	29,6	29,4	30,0	28,5	29,2	27,9	23,2	5,7	7,2	7,1	7,2	7,7	7,1	7,2	7,1	7,1	7,1	7,5	10,4
21	22,0	31,5	30,7	16,1	23,2	29,6	28,1	29,9	28,9	26,6	28,0	23,7	5,7	7,2	7,1	6,0	7,7	7,1	7,2	7,1	7,1	7,1	7,1	10,2
22	22,9	30,4	29,0	16,1	23,2	29,2	29,2	29,5	28,8	26,7	29,2	23,6	5,7	7,3	7,1	7,1	7,7	7,2	7,1	7,1	7,1	5,8	7,1	10,1
23	23,4	29,7	29,4	16,3	27,2	29,8	28,7	28,9	29,0	26,6	26,4	21,1	5,7	7,3	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,1	7,1	5,7	9,6	10,4
24	21,8	30,1	29,4	16,3	27,2	29,8	30,2	28,9	29,1	23,1	23,1	21,1	5,7	7,2	7,1	6,3	6,8	7,1	7,2	7,1	7,1	5,8	10,4	10,4
25	21,3	30,6	29,1	21,4	28,3	30,3	29,3	28,8	30,1	26,6	22,1	20,1	5,6	7,3	7,1	1,2	7,1	7,2	7,2	7,1	7,2	5,1	10,4	10,4
26	21,9	30,3	29,9	28,1	28,6	30,6	30,1	28,8	28,5	31,8	22,1	20,1	5,7	7,3	7,1	7,2	6,1	7,1	7,2	7,1	7,1	5,1	10,4	10,4
27	21,9	31,5	31,6	15,7	29,0	29,5	25,8	28,2	29,9	31,6	22,3	19,7	5,7	7,3	7,2	7,1	6,1	7,3	10,5	5,8	7,1	5,1	10,3	10,4
28	21,9	29,7	27,8	29,1	29,5	29,0	25,7	29,5	29,9	31,5	22,1	20,1	5,7	7,3	7,6	7,1	6,1	7,2	10,1	7,1	7,1	5,1	10,3	10,4
29	23,0	0,0	25,2	17,1	30,4	29,1	25,6	29,0	29,7	31,3	22,1	22,1	5,7	0,0	7,7	6,2	6,2	7,1	10,2	7,1	7,1	4,7	10,3	10,4
30	23,9	0,0	29,1	22,2	30,1	29,3	25,7	29,2	29,7	30,2	22,1	23,6	5,7	0,0	7,7	7,7	7,1	7,1	10,7	7,1	7,1	5,1	10,3	10,3
31	26,7	0,0	29,1	0,0	30,1	0,0	31,4	29,4	0,0	31,7	0,0	19,1	5,7	0,0	7,7	0,0	7,1	0,0	7,1	7,2	0,0	5,1	0,0	10,4
PROM	**22,9**	**29,5**	**27,9**	**23,5**	**24,1**	**29,6**	**28,8**	**29,1**	**28,6**	**27,9**	**27,7**	**22,8**	**6,0**	**7,1**	**7,3**	**6,5**	**7,4**	**7,1**	**7,6**	**7,2**	**7,4**	**7,8**	**7,8**	**10,0**

*Volúmenes entregados en Mutún
*Volúmenes entregados en Yacuiba y Madrejones
Nota: Los volúmenes a Brasil –Contrato GSA no incluyen el gas combustible en el tramo boliviano.
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Gas Natural

Los volúmenes exportados al mercado de Brasil registraron valores pico superiores a 31 MMm^3/día en diferentes fechas durante los meses de febrero, marzo, abril, julio, agosto, octubre y noviembre, asimismo, los volúmenes más bajos se registraron durante el mes de abril y estuvieron en el orden de los 16,1 MMm^3/día.

Los volúmenes exportados al Mercado de Argentina mostraron un comportamiento bastante estable a lo largo de la gestión 2011, mostrando picos del orden de los 10,1 MMm^3/día a los 10,7 MMm^3/día a partir del mes de julio. A partir de la última semana del mes de noviembre y a lo largo del mes de diciembre los volúmenes exportados a Argentina alcanzaron un promedio de 10,1 MMm^3/día. Asimismo, los volúmenes más bajos se registraron durante tres días de abril y fueron del orden de 1,2 MMm^3/día, 2,8 MMm^3/día y 3,9 MMm^3/día.

Cuadro N°8

VOLÚMENES FACTURADOS AL MERCADO DE EXPORTACIÓN (MMm3/día) 2011				
MERCADO DE DESTINO	ARGENTINA * (Contrato YPFB - ENARSA)		BRASIL ** (Contrato YPFB - PETROBRAS)	
	2010	2011	2010	2011
ENE	2,54	6,00	21,34	23,03
FEB	4,01	7,11	26,60	29,86
MAR	5,23	7,33	25,63	28,30
ABR	4,24	6,74	22,71	23,68
MAY	5,50	7,37	28,19	24,29
JUN	5,12	7,13	30,01	29,92
JUL	6,05	7,61	28,72	29,09
AGO	5,06	7,16	30,07	29,41
SEP	4,79	7,36	30,17	28,95
OCT	5,06	7,76	28,74	28,23
NOV	4,64	7,83	29,19	28,00
DIC	5,80	10,05	25,00	23,05
PROM	4,84	7,45	27,20	27,15

* Volúmenes a 60ºF Base Seca
**Volúmenes a 68ºF Base Saturada (valores actualizados)
Nota: Los volúmenes a Brasil –Contrato GSA incluyen gas combustible en el tramo boliviano.
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Gas Natural

El promedio de los volúmenes de gas natural enviados al Brasil en 2011 fue el mismo que el registrado en 2010, alcanzándose los mayores valores promedio mensual en los meses de febrero, junio, julio y agosto con 29,86 MMm3/día, 29,92 MMm^3/día, 29,09 MMm^3/día y 29,41 MMm^3/día.

Los volúmenes promedio de gas natural enviados a la Argentina en 2011 fueron mayores a los volúmenes enviados en 2010 en 54% dentro del cumplimiento a la adenda del contrato entre YPFB y Energía Argentina S.A (ENARSA) , firmada en marzo de 2010, en la que año a año se incrementan los volúmenes comprometidos para el mercado argentino.

El contrato de compra venta de gas natural entre YPFB y ENARSA fue suscrito en 2006 con una duración de 20 años a partir del 1º de enero de 2007 hasta el 2026, el mismo contempla el

envío de gas natural a la República Argentina, con un volumen inicial de 7,7 MMm^3/ día durante los tres primeros años, con posibilidad de incrementarse en función de las ampliaciones de gasoductos en ambos países hasta alcanzar 27,7 MMm^3/día, manteniendo este nivel hasta la finalización del Contrato. El 26 de marzo de 2010 se suscribió la primera Adenda a este Contrato, la cual establece volúmenes mínimos de recepción y entrega de forma obligatoria y garantías comerciales entre otros, a partir del 1º de mayo de 2010. Asimismo, desde los inicios del contrato se estableció un poder calorífico base seca que no sea menor a 1.000 BTU/pie^3.

El contrato de compra venta de gas natural suscrito por YPFB – Petrobras (GSA) en 1996, tiene una duración de 20 años a partir de 1999 hasta 2019. Este contrato inicialmente establecía el envío de 16MMm^3/día de gas natural, sin embargo, después de la firma de dos Adendas se llegó a establecer el máximo volumen contractual de venta de 30,08 MMm^3/día que actualmente se encuentra en vigencia más el combustible requerido en el tramo Mutún-Sao Paulo. Asimismo, desde los inicios del contrato se estableció un poder calorífico base saturada que no sea menor a 1.034 BTU/pie^3, sin embargo recién el 2007 se firmó el “Acta de Brasilia” donde se determinó la fórmula para el pago, a precios internacionales, de las fracciones de líquidos contenidos en los volúmenes de exportación. El pago correspondiente a la gestión 2007, por los componentes licuables contenidos en la corriente de exportación al Brasil por encima de un poder calorífico de 1.000 BTU/pie^3, aplicables a partir del 2 de mayo de 2007, se hizo efectivo durante la gestión 2010.

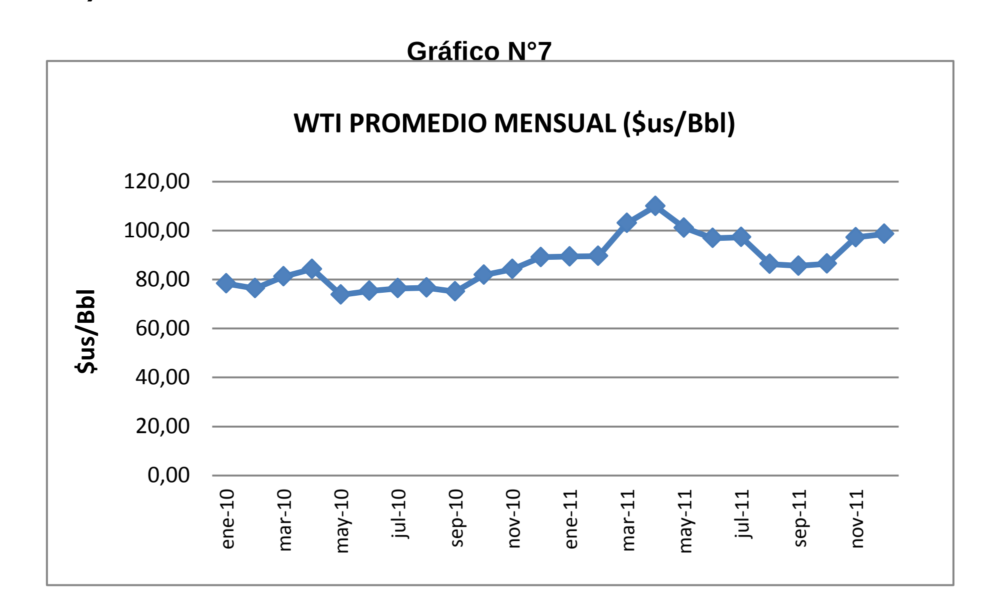
3.4 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL AL MERCADO EXTERNO

WTI PROMEDIO MENSUAL ($us / Bbl)

Cuadro N°9

AÑO	MES	WTI PROMEDIO MENSUAL ($us/Bbl)
2010	ENE	78,33
	FEB	76,39
	MAR	81,20
	ABR	84,29
	MAY	73,74
	JUN	75,34
	JUL	76,41
	AGO	76,62
	SEP	75,10
	OCT	81,88
	NOV	84,20
	DIC	89,08
2011	ENE	89,38
	FEB	89,57
	MAR	102,99
	ABR	109,89
	MAY	101,11
	JUN	96,87
	JUL	97,26
	AGO	86,30
	SEP	85,55
	OCT	86,45
	NOV	97,17
	DIC	98,58

Gráfico N°7



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Gerencia Nacional de Comercialización

El valor promedio del precio WTI en 2011 (95,09 $us/Bbl), superó al valor promedio del precio WTI en 2010 (79,38 $us/Bbl) en un 20%.

Los precios de venta de gas natural al mercado externo presentan una alta correlación con el comportamiento de los precios del crudo WTI correspondientes a un trimestre anterior.

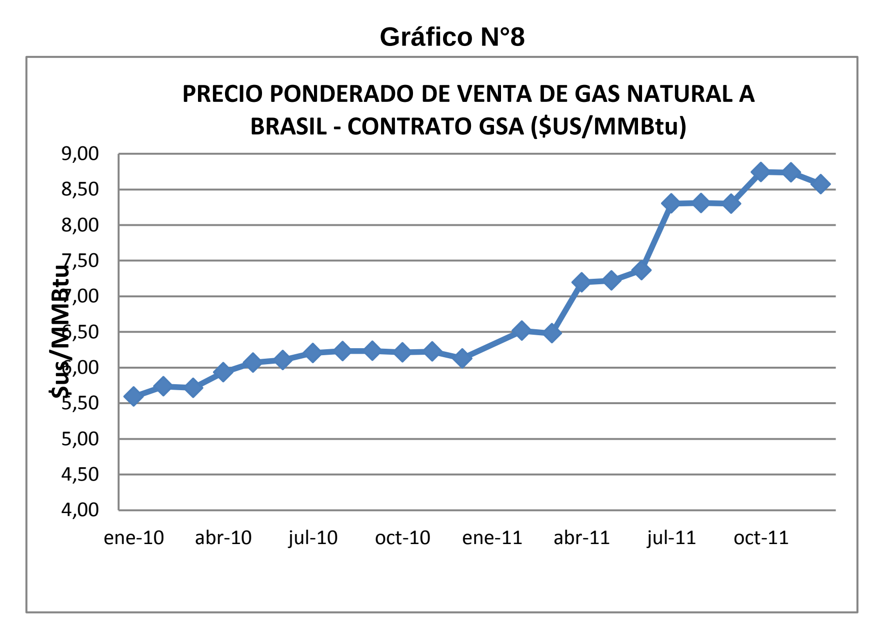
PRECIO PONDERADO DE VENTA DE GAS NATURAL AL BRASIL - CONTRATO GSA ($US/MMBtu)

Cuadro N°10

AÑO	TRIM	MES	PRECIO QDCB	PRECIO QDCA	PRECIO* ($US/ MMBtu)
2010	I	ENE	5,35	6,39	5,59
		FEB			5,74
		MAR			5,71
	II	ABR	5,64	6,71	5,93
		MAY			6,07
		JUN			6,11
	III	JUL	5,75	6,84	6,20
		AGO			6,23
		SEP			6,23
	IV	OCT	5,76	6,85	6,21
		NOV			6,22
		DIC			6,13
2011	I	ENE	6,04	7,14	6,35
		FEB			6,52
		MAR			6,48
	II	ABR	6,83	8,05	7,20
		MAY			7,22
		JUN			7,37
	III	JUL	7,72	9,09	8,30
		AGO			8,31
		SEP			8,30
	IV	OCT	8,16	9,60	8,74
		NOV			8,74
		DIC			8,57

(*) Precio ponderado por volúmenes
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización

Gráfico N°8



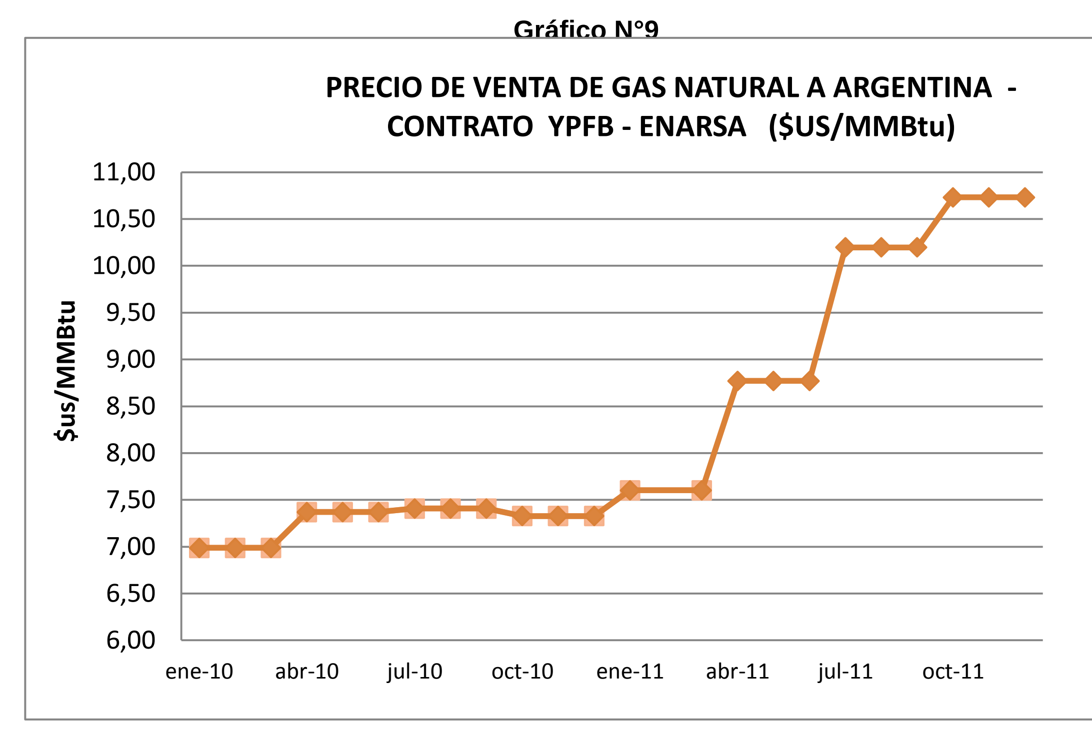
Los precios de exportación de gas natural al Brasil, conforme a lo estipulado en el contrato suscrito, son calculados y aplicados de forma trimestral.

PRECIO DE VENTA DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA - CONTRATO ENARSA ($US/MMBtu)

Cuadro N°11

AÑO	MES	PRECIO ($US/MMBtu)
2010	ENE	6,99
	FEB	6,99
	MAR	6,99
	ABR	7,37
	MAY	7,37
	JUN	7,37
	JUL	7,41
	AGO	7,41
	SEP	7,41
	OCT	7,33
	NOV	7,33
	DIC	7,33
2011	ENE	7,60
	FEB	7,60
	MAR	7,60
	ABR	8,77
	MAY	8,77
	JUN	8,77
	JUL	10,20
	AGO	10,20
	SEP	10,20
	OCT	10,73
	NOV	10,73
	DIC	10,73

Gráfico N°9



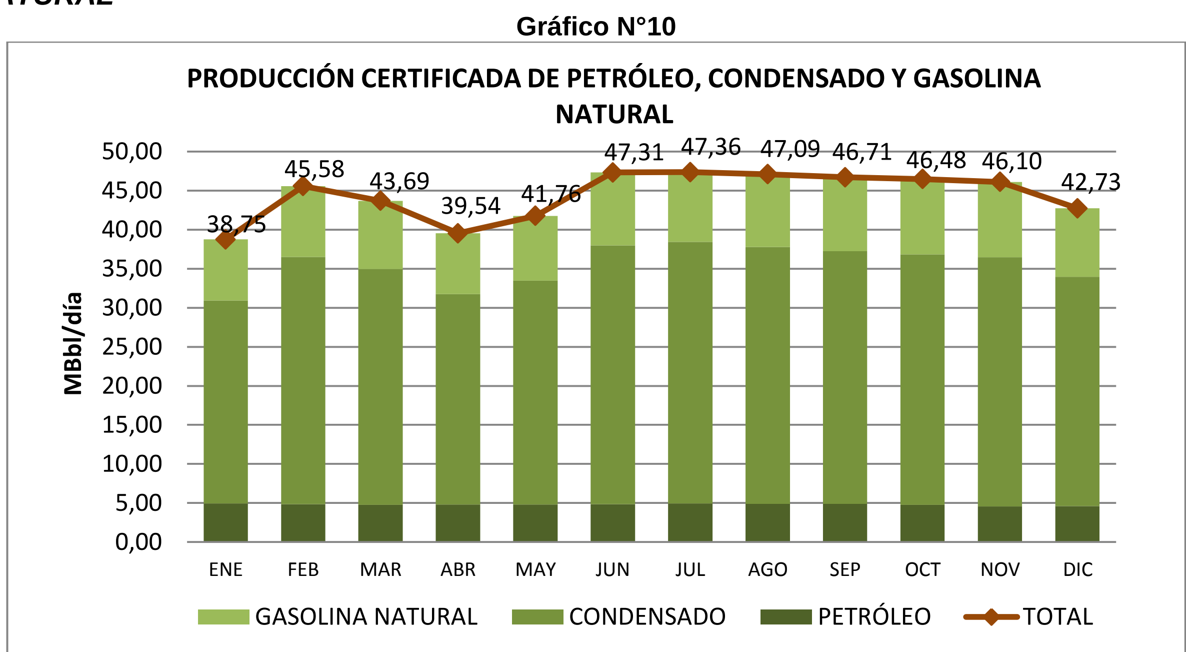
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización

Los precios de exportación de gas natural a la Argentina, conforme a lo estipulado en el contrato suscrito, son calculados y aplicados de forma trimestral.

4. HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

4.1 PRODUCCION CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL

Gráfico N°10



Cuadro N°12

PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL (MBbl/día) 2011								
	PETRÓLEO		CONDENSADO		GASOLINA NATURAL		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	5,16	4,91	24,67	26,02	6,67	7,82	36,50	38,75
FEB	4,89	4,87	28,65	31,62	7,62	9,09	41,16	45,58
MAR	4,93	4,77	29,09	30,16	7,93	8,76	41,96	43,69
ABR	4,78	4,81	27,01	26,93	7,52	7,79	39,31	39,54
MAY	4,84	4,79	31,33	28,66	8,28	8,31	44,45	41,76
JUN	4,76	4,84	31,96	33,15	8,50	9,32	45,21	47,31
JUL	4,47	4,93	32,00	33,48	8,56	8,94	45,03	47,36
AGO	4,67	4,87	32,13	32,91	8,78	9,30	45,58	47,09
SEP	4,60	4,90	31,43	32,36	9,08	9,45	45,11	46,71
OCT	4,48	4,78	31,00	32,05	9,04	9,66	44,52	46,48
NOV	4,44	4,58	30,64	31,87	9,11	9,65	44,19	46,10
DIC	4,38	4,59	28,14	29,39	8,29	8,76	40,81	42,73
PROM	4,70	4,80	29,84	30,72	8,28	8,91	42,82	44,43
%	10,97%	10,82%	69,68%	69,14%	19,34%	20,05%	100,00%	100,00%

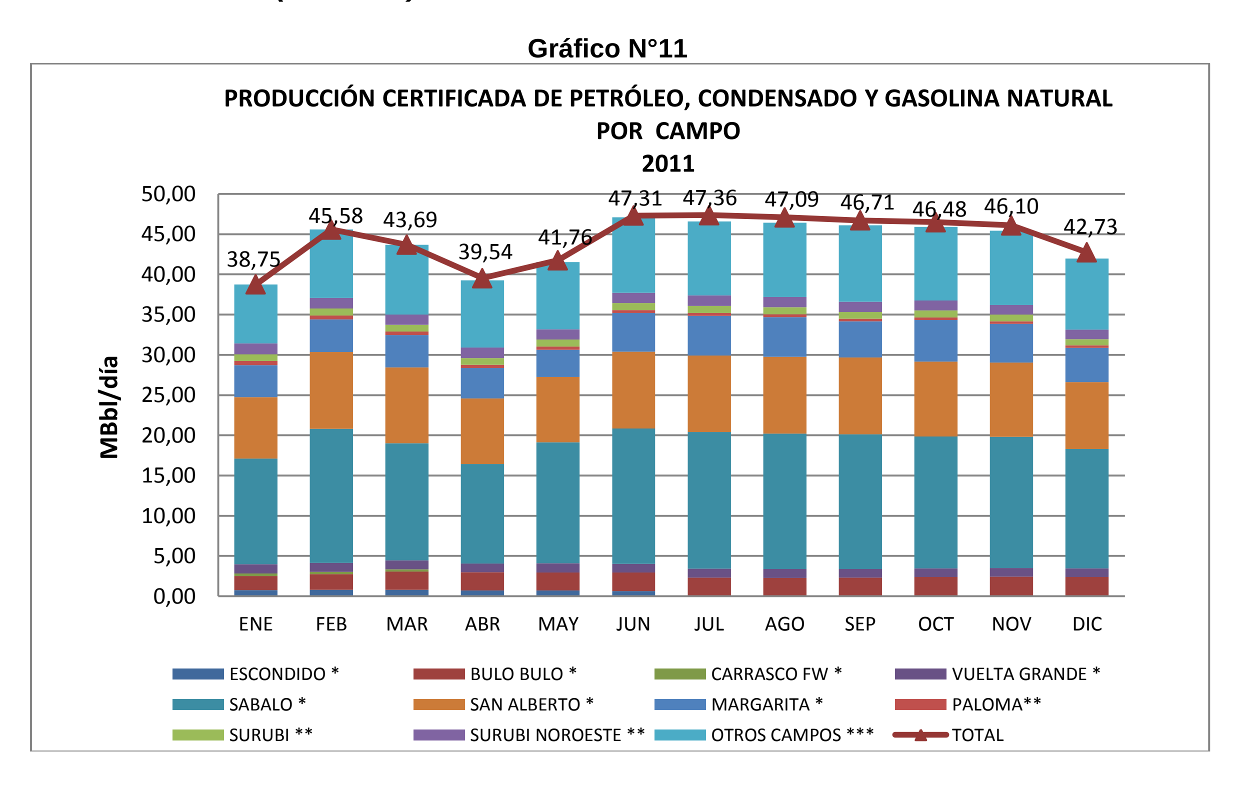
Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: valores actualizados a febrero de 2012.

La producción certificada de petróleo, condensado y gasolina natural es aquella producción medida en el punto de fiscalización de los campos. La producción certificada de condensado en 2011 representa el 69,14% de la producción total y alcanzó los mayores volúmenes promedio en los meses de junio, julio y agosto con 33,57 MBbl/día, 33,92 MBbl/día y 33,34MBbl/día respectivamente. Por otro lado, la producción de petróleo que representa el 10,82% del total producido, alcanzó sus mayores valores los meses de enero, julio y septiembre. Asimismo, la producción de gasolina natural que representa el 20,05% del total, alcanzó sus mayores niveles de producción los meses de octubre y noviembre con 9,66 MBbl/día y 9,65 MBbl/día respectivamente.

La producción promedio del total de hidrocarburos líquidos en 2011 superó a la producción promedio de 2010 en 4%. Respecto al 2010, la producción promedio de condensado se incrementó en 3%, la producción de gasolina natural se incrementó en 8% y la producción de petróleo en 2%.

4.2 PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL POR CAMPO (MBbl/día)

Gráfico N°11



Cuadro N°13

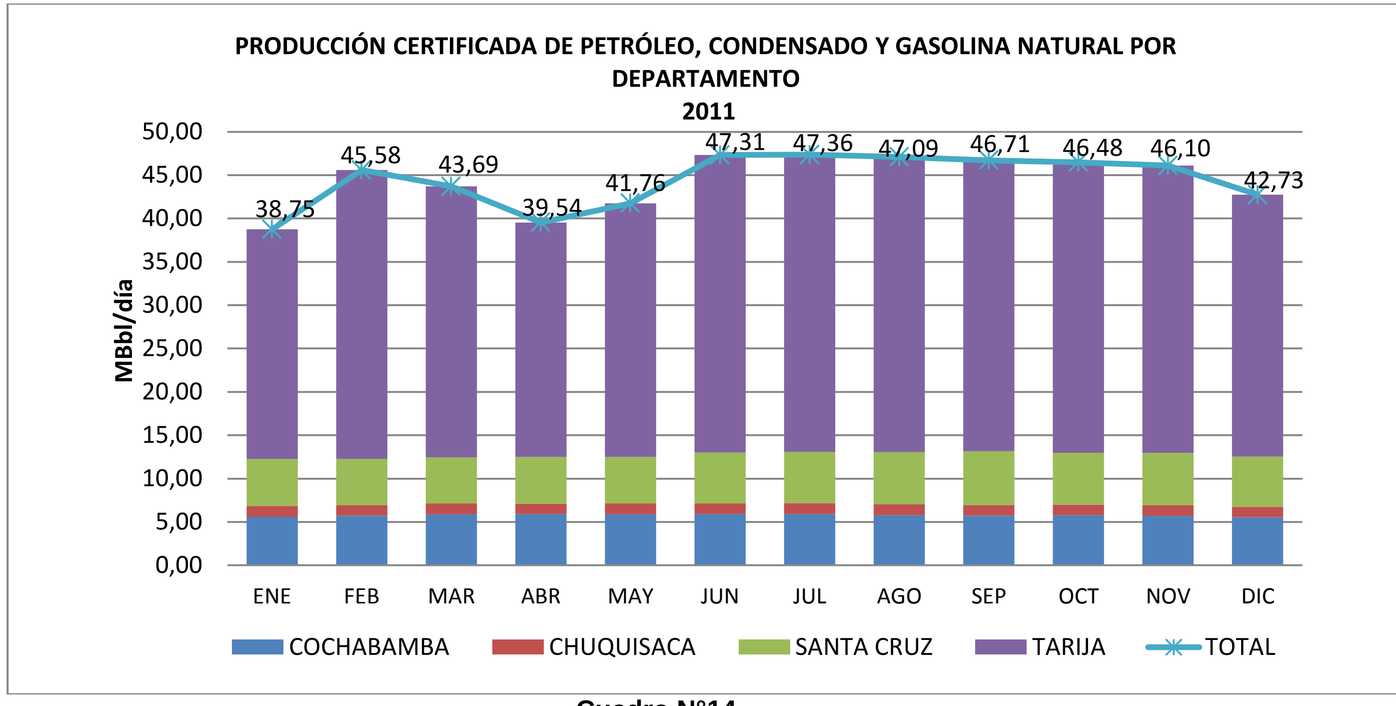
PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL POR CAMPO (MBbl/día) 2011																								
CAMPO	ESCONDIDO *		BULO BULO *		CARRASCO FW *		VUELTA GRANDE *		SABALO *		SAN ALBERTO *		MARGARITA *		PALOMA**		SURUBI **		SURUBI NOROESTE **		OTROS CAMPOS ***		TOTAL	
	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11	10	11
ENE	0,65	0,78	1,59	1,75	0,71	0,31	1,16	1,14	13,77	13,14	6,39	7,64	2,19	3,97	0,73	0,50	1,11	0,86	1,57	1,32	6,63	7,35	36,50	38,75
FEB	0,58	0,79	1,61	1,94	0,67	0,29	1,13	1,13	14,99	16,64	8,23	9,57	3,51	4,04	0,80	0,48	1,07	0,88	1,44	1,29	7,14	8,52	41,16	45,58
MAR	0,51	0,81	1,64	2,25	0,64	0,28	1,12	1,12	15,04	14,54	8,60	9,44	3,81	4,04	0,82	0,41	1,05	0,84	1,46	1,30	7,26	8,66	41,96	43,69
ABR	0,53	0,74	1,64	2,24	0,60	0,27	1,12	1,07	14,89	12,39	7,28	8,14	3,03	3,80	0,83	0,39	1,01	0,85	1,46	1,31	6,94	8,35	39,31	39,54
MAY	0,78	0,72	1,73	2,24	0,56	0,25	1,16	1,12	16,01	15,04	9,40	8,14	4,07	3,37	0,82	0,39	1,00	0,86	1,45	1,29	7,49	8,33	44,45	41,76
JUN	0,81	0,63	1,83	2,31	0,52	0,22	1,10	1,10	16,29	16,82	9,58	9,52	4,25	4,80	0,82	0,39	0,94	0,86	1,45	1,28	7,63	9,38	45,21	47,31
JUL	0,82	0,57	1,82	2,30	0,51	0,22	1,10	1,11	16,52	17,00	9,52	9,51	4,10	4,90	0,78	0,38	0,92	0,89	1,43	1,29	7,51	9,19	45,03	47,36
AGO	0,76	0,47	1,77	2,27	0,50	0,18	1,13	1,11	16,85	16,86	9,51	9,55	4,12	4,91	0,74	0,37	0,91	0,88	1,44	1,27	7,85	9,23	45,58	47,09
SEP	0,76	0,47	1,80	2,31	0,43	0,15	1,11	1,09	16,78	16,72	9,41	9,57	4,11	4,46	0,70	0,33	0,89	0,84	1,41	1,25	7,70	9,52	45,11	46,71
OCT	0,58	0,47	1,80	2,38	0,41	0,10	1,05	1,11	16,67	16,37	9,49	9,30	4,12	5,19	0,66	0,33	0,88	0,84	1,39	1,24	7,46	9,16	44,52	46,48
NOV	0,78	0,53	1,78	2,44	0,37	0,15	1,17	1,08	16,79	16,29	9,35	9,24	3,56	4,82	0,60	0,32	0,88	0,81	1,37	1,21	7,54	9,21	44,19	46,10
DIC	0,74	0,66	1,78	2,40	0,32	0,12	1,15	1,07	13,55	14,85	9,17	8,30	3,99	4,24	0,56	0,33	0,84	0,75	1,36	1,19	7,34	8,83	40,81	42,73
PROM	0,69	0,64	1,73	2,24	0,52	0,21	1,13	1,11	15,68	15,55	8,83	8,99	3,74	4,38	0,74	0,39	0,96	0,85	1,43	1,27	7,37	8,81	42,82	44,43
%	1,6 %	1,4 %	4,0 %	5,0 %	1,2 %	0,5 %	2,6 %	2,5 %	36,6 %	35,0 %	20,6 %	20,2 %	8,7 %	9,9 %	1,7 %	0,9 %	2,2 %	1,9 %	3,4 %	2,9 %	17,2 %	19,8 %	100,0 %	100,0 %

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: valores actualizados a febrero de 2012.
* Campos Gasíferos con producción de condensado.
** Campos petrolíferos.
*** Campos con una producción total trimestral menor a 50.000 Bbl.

Los campos que más aportan a la producción total de hidrocarburos líquidos son Sábalo y San Alberto, campos gasíferos que producen condensado asociado al gas natural, la producción promedio de condensado de estos campos durante la gestión 2011 representó el 55,3% de la producción total de hidrocarburos líquidos.

4.3 PRODUCCIÓN CERTIFICADA DE PETRÓLEO, CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL POR DEPARTAMENTO (MBbl/día)


Gráfico N°12



Cuadro N°14

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS SUJETA AL PAGO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES POR DEPARTAMENTO-2011 (MBbl/día)										
	COCHABAMBA		CHUQUISACA		SANTA CRUZ		TARIJA		TOTAL	
DEPTO	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	7,16	5,59	1,28	1,27	4,12	5,41	23,95	26,48	36,50	38,75
FEB	6,90	5,72	1,25	1,25	4,52	5,30	28,49	33,32	41,16	45,58
MAR	6,83	5,89	1,25	1,25	4,71	5,32	29,18	31,23	41,96	43,69
ABR	6,67	5,91	1,25	1,19	4,47	5,39	26,92	27,05	39,31	39,54
MAY	6,66	5,88	1,28	1,25	4,84	5,37	31,66	29,27	44,45	41,76
JUN	6,62	5,91	1,22	1,23	5,04	5,89	32,33	34,29	45,21	47,31
JUL	6,52	5,93	1,22	1,24	5,07	5,92	32,21	34,28	45,03	47,36
AGO	6,41	5,79	1,25	1,24	5,24	6,02	32,68	34,04	45,58	47,09
SEP	6,22	5,73	1,24	1,22	5,41	6,19	32,24	33,57	45,11	46,71
OCT	6,09	5,77	1,18	1,23	5,34	5,96	31,91	33,52	44,52	46,48
NOV	5,92	5,70	1,30	1,21	5,44	6,06	31,53	33,14	44,19	46,10
DIC	5,75	5,54	1,28	1,19	5,33	5,81	28,45	30,18	40,81	42,73
PROM	6,48	5,78	1,25	1,23	4,96	5,72	30,13	31,70	42,82	44,43
%	15,13%	13,01%	2,92%	2,77%	11,59%	12,88%	70,36%	71,35%	100,00%	100,00%

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización
Nota: valores actualizados a febrero de 2012.

El departamento con mayor producción de hidrocarburos líquidos es Tarija, respecto a la gestión 2010 su producción se incrementó en 1% representando el 71,35% de la producción total de hidrocarburos líquidos. Santa Cruz que es el departamento que le sigue en producción de hidrocarburos líquidos, respecto a 2010 ha incrementado su producción en 1,3% y su participación dentro de la producción total es de 12,88%.

4.4 VOLÚMENES DE VENTA DE PETRÓLEO A REFINERÍAS (MBbl/día)

Cuadro N°15

REFINERÍA	TITULAR OPERADOR	MEDIO	VOL [MBbl/día]													
			ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM	%
GUALBERTO VILLARROEL	YPFB ANDINA S.A.	DUCTOS	1,57	1,51	1,63	1,63	1,70	1,66	1,60	1,66	1,77	1,74	1,66	1,57	25,01	56,21%
	YPFB CHACO S.A.	DUCTOS	2,84	2,99	3,14	3,43	3,27	2,96	3,34	3,01	2,82	3,10	2,77	2,94		
	REPSOL YPF E&P	DUCTOS	4,54	4,28	4,35	4,18	4,01	4,55	4,73	4,15	4,39	4,42	4,11	4,41		
	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	DUCTOS	12,99	14,67	15,47	14,27	14,47	16,01	14,85	15,30	15,61	15,37	14,13	13,58		
	PETROBRAS ARGENTINA S.A.	DUCTOS	0,54	0,40	0,46	0,43	0,41	0,33	0,43	0,33	0,33	0,34	0,30	0,57		
	BG BOLIVIA CORPORATION	DUCTOS	0,82	0,68	0,71	0,75	0,63	0,67	0,57	0,46	0,54	0,38	0,39	0,55		
	VINTAGE PETROLEUM	DUCTOS	0,25	0,00	0,00	0,43	0,12	0,12	0,12	0,11	0,00	0,10	0,08	0,15		
	PLUSPETROL (BMJ)	CISTERNA/ DUCTO	0,11	0,12	0,11	0,08	0,11	0,10	0,10	0,11	0,10	0,11	0,25	0,21		
Total Gualberto Villarroel			**23,65**	**24,65**	**25,86**	**25,19**	**24,72**	**26,40**	**25,74**	**25,13**	**25,56**	**25,57**	**23,69**	**23,98**		
GUILLERMO ELDER BELL	YPFB ANDINA S.A.	DUCTOS	1,01	1,03	0,98	0,77	0,93	1,08	1,10	1,13	1,22	1,24	1,33	1,18	16,49	37,05%
	YPFB CHACO S.A.	DUCTOS	1,85	2,05	1,88	1,59	1,77	1,92	2,27	2,04	1,95	2,19	2,23	2,21		
	REPSOL YPF E&P	DUCTOS	2,98	2,96	2,62	1,95	2,18	2,94	3,22	2,82	3,03	3,13	3,29	3,27		
	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	DUCTOS	8,51	10,16	9,32	6,69	7,95	10,36	10,24	10,39	10,78	10,90	11,39	10,19		
	PETROBRAS ARGENTINA S.A.	DUCTOS	0,35	0,28	0,27	0,20	0,22	0,21	0,29	0,22	0,23	0,24	0,24	0,41		
	BG BOLIVIA CORPORATION	DUCTOS	0,53	0,47	0,43	0,34	0,35	0,43	0,39	0,32	0,37	0,28	0,32	0,41		
	VINTAGE PETROLEUM	DUCTOS	0,15	0,00	0,00	0,18	0,06	0,07	0,08	0,07	0,00	0,06	0,06	0,11		
	PLUSPETROL (BMJ)	CISTERNA/ DUCTO	0,06	0,08	0,06	0,03	0,05	0,06	0,07	0,07	0,06	0,07	0,20	0,15		
Total Guillermo Elder Bell			**15,44**	**17,02**	**15,57**	**11,75**	**13,52**	**17,07**	**17,66**	**17,05**	**17,64**	**18,11**	**19,07**	**17,92**		
ORO NEGRO	YPFB ANDINA S.A.	DUCTOS	0,26	0,28	0,31	0,33	0,32	0,33	0,33	0,33	0,33	0,35	0,38	0,35	3,00	6,73%
	BG BOLIVIA CORPORATION	DUCTOS	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05		
	YPFB CHACO S.A.	DUCTOS	0,23	0,19	0,22	0,26	0,22	0,26	0,27	0,25	0,26	0,27	0,31	0,30		
	REPSOL YPF E&P	DUCTOS	0,40	0,31	0,32	0,34	0,29	0,39	0,38	0,36	0,40	0,39	0,45	0,38		
	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	DUCTOS	1,13	1,09	1,14	1,26	1,19	1,40	1,42	1,34	1,41	1,40	1,62	1,37		
	PETROBRAS ARGENTINA S.A.	DUCTOS	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03		
	MATPETROL S.A.	CISTERNA	0,08	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08		
	PLUSPETROL BOLIVIA CORPORATION	CISTERNA	0,37	0,60	0,47	0,39	0,40	0,44	0,46	0,58	0,51	0,45	0,11	0,10		
	REPSOL YPF E&P	CISTERNA	0,04	0,02	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,03		
	DONGWON	CISTERNA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
	TOTAL E&P	CISTERNA	-	-	-	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00		
	YPFB CHACO S.A.	CISTERNA	0,01	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01		
	VINTAGE PETROLEUM	CISTERNA	0,11	0,11	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,10	0,10	0,09		
Total ORO NEGRO			**2,73**	**2,75**	**2,77**	**2,90**	**2,72**	**3,14**	**3,16**	**3,17**	**3,23**	**3,19**	**3,38**	**2,80**		
PARAPETI	YPFB ANDINA S.A.	CISTERNA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00%
Total PARAPETI			**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**		
TOTAL			**41,82**	**44,41**	**44,21**	**39,85**	**40,96**	**46,61**	**46,56**	**45,35**	**46,44**	**46,87**	**46,14**	**44,71**	**44,49**	**100,00%**

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos
Nota: valores actualizados a febrero de 2012

La venta de petróleo por parte de YPFB a las refinerías, considera los volúmenes producidos más los saldos en campos menos las mermas en el sistema de transporte. Durante la gestión 2011 el 93,27% del volumen de petróleo vendido se destinó a las dos refinerías de mayor capacidad, ambas pertenecientes a YPFB Refinación. El restante 6,73%, de la venta de

petróleo fue con destino a la refinería Oro Negro que produce gasolina, diesel oil y GLP, combustibles de alta demanda en el mercado interno.

4.5 VOLÚMENES DE CRUDO PROCESADO POR LAS REFINERÍAS (Bbl/día)

Cuadro N°16

REFINERÍA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM	%
GUALBERTO VILLARROEL	25,28	25,33	25,40	25,43	25,62	24,99	25,37	25,34	25,39	25,27	25,08	24,51	25	56,2%
GUILLERMO ELDER BELL	16	17	16	12	13	17	18	17	18	19	19	18	17	37,1%
ORO NEGRO	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6,6%
TOTAL	44	45	44	40	42	45	46	46	47	47	47	45	45	100,0%

Nota: valores actualizados a febrero de 2012.
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

Los volúmenes de crudo elaborado por las refinerías incluyen el crudo comprado a YPFB Casa Matriz más los saldos en tanques y pueden diferir bastante de los volúmenes de petróleo comprados en función a sus programaciones de producción en el mes.
La refinería con mayor capacidad de procesamiento es la Refinería Gualberto Villarroel, que durante la gestión 2011 ha procesado el 56,2% del volumen promedio total procesado a nivel nacional, la Refinería Guillermo Elder Bell ha procesado un 37,1% de dicho volumen y la Refinería Oro Negro un 6,6%.

4.6 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS OBTENIDOS POR REFINERÍAS

- ***GASOLINA ESPECIAL (Bbl/día)***

Cuadro N°17

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENERO	9.890	9.112	2.767	3.862	1.008	1.010	13.664	13.984
FEBRERO	9.466	9.434	3.818	5.101	961	945	14.245	15.481
MARZO	8.955	8.358	3.521	3.733	923	931	13.399	13.022
ABRIL	10.202	8.684	3.596	3.758	637	901	14.435	13.342
MAYO	6.511	8.166	5.649	5.499	859	928	13.019	14.593
JUNIO	10.873	3.330	4.426	4.939	974	963	16.273	9.233
JULIO	10.494	9.941	5.666	4.341	928	929	17.087	15.211
AGOSTO	9.324	8.769	6.085	7.030	987	981	16.396	16.781
SEPTIEMBRE	8.972	10.331	6.336	6.153	982	965	16.290	17.449
OCTUBRE	9.351	9.097	5.344	5.319	1.006	961	15.701	15.377
NOVIEMBRE	9.338	9.961	5.175	7.174	1.011	970	15.524	18.105
DICIEMBRE	8.875	9.591	4.081	4.708	927	978	13.882	15.277
PROMEDIO	9.354	8.731	4.705	5.135	934	955	14.993	14.821
%	62,4%	58,9%	31,4%	34,6%	6,2%	6,4%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

La gasolina especial es el combustible de mayor producción. Las refinerías de YPFB Refinación S.A. produjeron durante el 2011 el 93,6% de este combustible. La refinería Oro Negro fue la única refinería pequeña que produjo gasolina especial, representando esta producción el 6,6% del total.

La producción promedio de gasolina especial en 2011 alcanzó un promedio de 14.344 Bbl/día disminuyendo en un 1,1% respecto a la producción promedio de 2010. Los meses de mayor producción fueron agosto, septiembre y noviembre en los que se alcanzaron volúmenes de producción de 16.781, 17.449 y 18.105 Bbl/día respectivamente. El mes de menor producción fue el mes de junio debido a un paro programado en la Refinería Gualberto Villarroel.

- ***DIESEL OIL (Bbl/día)***

Cuadro N°18

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		PARAPETÍ		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENERO	5.840	6.869	2.368	3.752	907	1.066	23	0	9.137	11.687
FEBRERO	6.317	6.865	2.761	3.814	998	1.054	18	0	10.094	11.734
MARZO	6.062	6.790	2.684	3.989	971	1.019	23	0	9.740	11.797
ABRIL	6.626	6.683	3.769	2.837	931	1.066	26	0	11.353	10.586
MAYO	4.285	7.030	3.966	3.294	953	970	26	0	9.229	11.294
JUNIO	6.732	6.946	3.907	4.139	1.126	1.090	27	0	11.792	12.175
JULIO	6.981	6.817	4.448	3.941	1.056	1.096	23	0	12.508	11.853
AGOSTO	6.636	6.153	3.633	3.465	997	1.125	22	0	11.287	10.742
SEPTIEMBRE	6.644	6.684	3.772	4.096	1.022	1.229	43	0	11.480	12.010
OCTUBRE	6.992	7.017	4.017	4.712	1.068	1.173	25	0	12.103	12.902
NOVIEMBRE	6.941	6.488	4.050	4.371	1.034	1.245	0	0	12.025	12.103
DICIEMBRE	6.727	6.273	3.997	4.396	1.253	1.058	0	0	11.977	11.727
PROMEDIO	6.398	6.718	3.614	3.901	1.026	1.099	21	0	11.060	11.718
%	57,8%	57,3%	32,7%	33,3%	9,3%	9,4%	0,2%	0,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

El diesel oil es el segundo combustible de mayor producción de las refinerías después de la gasolina especial. Durante el 2011 el 90,6 % de la producción de este combustible se realizó en las refinerías de YPFB Refinación S.A. y el restante 9,4% en la Refinería Oro Negro. La producción promedio de 2011 alcanza los 11.718 Bbl/día, volumen superior en 6% al promedio registrado durante 2010.

- ***JET FUEL (Bbl/día)***

Cuadro N°19

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENERO	1.688	1.315	978	1.778	2.666	3.093
FEBRERO	2.077	1.342	1.456	1.833	3.533	3.175
MARZO	1.985	1.620	1.688	1.564	3.672	3.184
ABRIL	1.548	1.628	1.516	1.378	3.064	3.006
MAYO	667	1.369	1.205	1.220	1.872	2.589
JUNIO	1.362	1.252	1.718	1.316	3.080	2.567
JULIO	1.063	1.562	1.510	1.887	2.574	3.450
AGOSTO	1.506	2.115	2.049	1.938	3.555	4.053
SEPTIEMBRE	1.481	1.629	1.809	2.021	3.290	3.650
OCTUBRE	1.256	1.238	1.600	1.797	2.856	3.035
NOVIEMBRE	1.278	1.666	1.517	1.976	2.795	3.642
DICIEMBRE	1.478	1.764	1.666	1.668	3.144	3.432
PROMEDIO	1.449	1.542	1.559	1.698	3.008	3.240
%	48,2%	47,6%	51,8%	52,4%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

El Jet Fuel es el tercer combustible más producido, su producción es exclusiva de las refinerías de YPFB Refinación S.A. En 2011 la producción de estas refinerías fue en una proporción de 47,6% la Refinería Gualberto Villarroel y 52,4% la Refinería Guillermo Elder Bell.

La producción promedio de este combustible en 2011 fue superior en 8% a la de 2010.

- ***KEROSENE (Bbl/día)***

Cuadro N°20

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENERO	272	315	20	0	293	315
FEBRERO	329	392	23	0	352	392
MARZO	403	368	30	19	433	386
ABRIL	494	408	32	0	526	408
MAYO	206	299	10	10	216	309
JUNIO	262	291	11	9	272	300
JULIO	372	354	19	9	391	363
AGOSTO	304	334	20	9	324	343
SEPTIEMBRE	328	335	33	10	361	345
OCTUBRE	320	357	41	0	361	357
NOVIEMBRE	321	400	10	10	331	410
DICIEMBRE	318	292	11	11	329	302
PROMEDIO	327	345	22	7	349	352
%	93,8%	98,0%	6,2%	2,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

- ***GASOLINA PREMIUM (Bbl/día)***

Cuadro N°21

REFINERÍA	GUILLERMO ELDER BELL		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011
ENERO	99	95	99	95
FEBRERO	0	107	0	107
MARZO	110	0	110	0
ABRIL	0	96	0	96
MAYO	101	89	101	89
JUNIO	106	0	106	0
JULIO	0	0	0	0
AGOSTO	103	94	103	94
SEPTIEMBRE	103	92	103	92
OCTUBRE	6	0	6	0
NOVIEMBRE	110	94	110	94
DICIEMBRE	0	95	0	95
PROMEDIO	62	64	62	64

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

El Kerosene y la Gasolina Premium son combustibles de menor producción y son exclusivamente producidos por las refinerías de YPFB Refinación S.A.. Durante la gestión 2011 la Refinería Gualberto Villarroel produjo el 98% del Kerosene y la Refinería Guillermo Elder Bell produjo el 2% del Kerosene y el 100% de la Gasolina Premium. En relación a la gestión 2010, la producción promedio de Gasolina Premium fue mayor en 3% y la producción promedio de Kerosene en1%.

4.7 PRODUCCIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO (Bbl)

Cuadro N°22

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENERO	89.976	109.822	33.037	120.844	11.513	9.241	134.526	239.906
FEBRERO	97.812	96.048	35.020	111.379	9.028	8.949	141.860	216.377
MARZO	129.855	110.120	52.985	147.493	13.222	9.890	196.062	267.503
ABRIL	130.026	122.965	96.110	73.494	10.668	9.740	236.804	206.198
MAYO	67.406	140.928	90.932	67.234	13.409	10.742	171.747	218.904
JUNIO	68.608	163.069	123.901	103.374	12.525	11.572	205.033	278.015
JULIO	103.946	109.595	153.052	139.653	15.312	11.166	272.310	260.414
AGOSTO	134.848	102.565	128.666	97.254	12.346	11.613	275.861	211.431
SEPTIEMBRE	125.395	78.403	104.237	100.867	10.121	12.387	239.753	191.657
OCTUBRE	112.700	111.054	118.166	117.074	10.096	11.345	240.961	239.474
NOVIEMBRE	124.948	109.830	103.982	101.383	9.392	12.111	238.323	223.325
DICIEMBRE	141.726	111.798	119.458	117.575	10.535	11.311	271.719	240.684
PROMEDIO	110.604	113.850	96.629	108.135	11.514	10.839	218.747	232.824
%	50,6%	48,9%	44,2%	46,4%	5,3%	4,7%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

La producción de crudo reconstituido es destinada al mercado externo. Durante la gestión 2011 el 95,3% fue producido por las refinerías de YPFB Refinación S.A.. El volumen producido en 2011, en promedio superó en un 6% al volumen producido en 2010.

4.8 IMPORTACIONES

Cuadro N°23

PRODUCTO	GLP (Tm/ día)		Diesel Oil (Bbl)	
	2010	2011	2010	2011
ENE	21,95	42,74	331.879	372.420
FEB	45,71	110,16	358.031	293.484
MAR	60,43	87,86	310.159	267.046
ABR	103,77	99,96	316.888	307.318
MAY	108,70	115,06	197.543	313.638
JUN	45,13	61,47	530.101	400.522
JUL	6,32	94,62	257.273	511.068
AGO	12,07	106,28	308.831	474.494
SEP	34,18	85,14	385.152	555.200
OCT	89,06	124,20	654.311	460.005
NOV	79,61	109,04	316.921	413.473
DIC	70,26	71,86	415.700	524.802
PROMEDIO	56,43	92,37	365.232	407.789

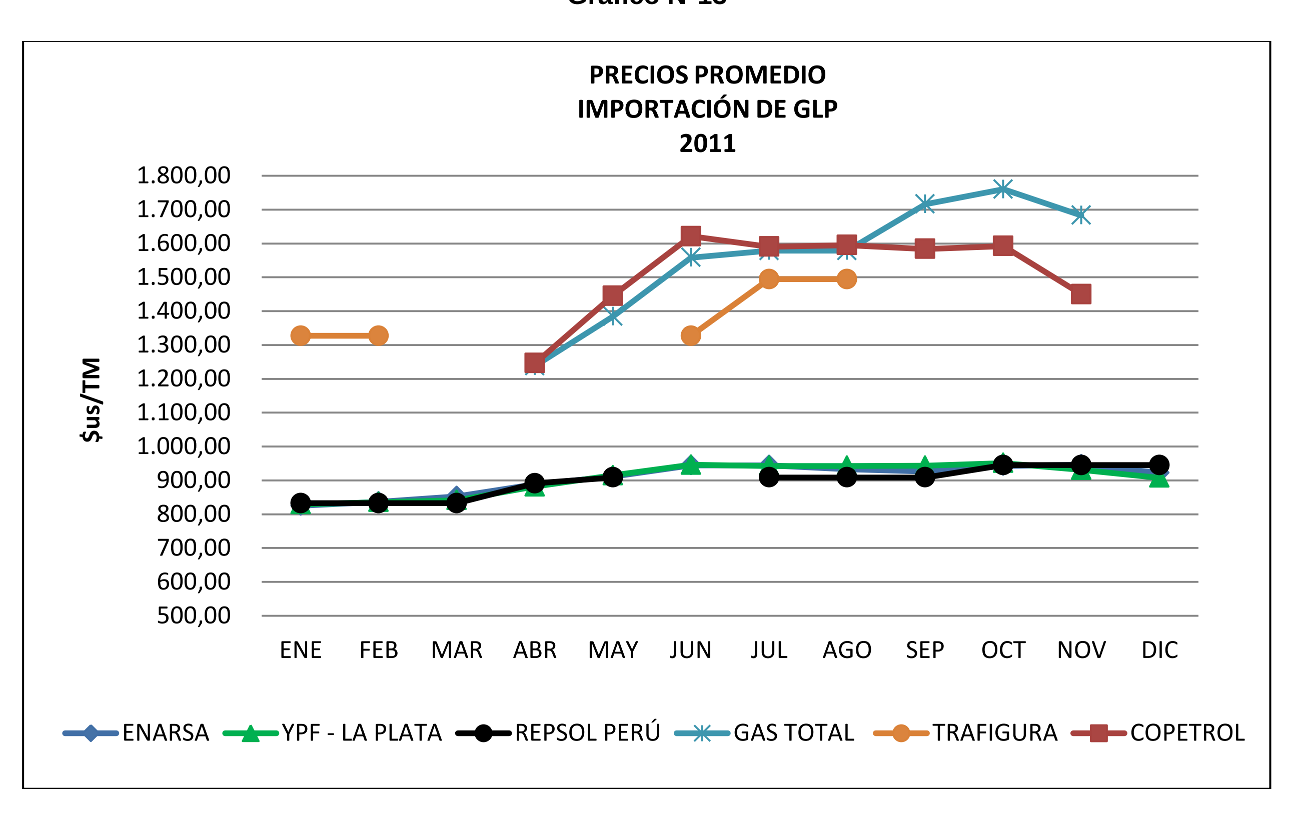
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dir. Nacional de Hidrocarburos Líquidos
Nota: Valores actualizados a febrero de 2012

El promedio de las importaciones de Diesel Oil durante en 2011 fue de 407.789 Bbl/mes, superior en 12% al promedio registrado en 2010. Durante el primer semestre del año, los volúmenes de importación de Diesel Oil fueron bastante inferiores al promedio, verificándose el menor volumen de importado en el mes de marzo con 267.046 Bbl. A lo largo del segundo semestre, dichos volúmenes superaron el promedio, habiéndose registrado el mayor volumen de importación en el mes de septiembre con 555.200 Bbl.

En el caso de GLP, el volumen promedio de importaciones en 2011 alcanzó a 92,37 Tm/día incrementándose en un 64% en relación al promedio registrado durante la gestión 2010. El mes de octubre fue el mes en el que se registró el mayor volumen de importación de GLP, mismo que alcanzó 124,20 TM/día, asimismo el mes de enero fue el mes de menor importación de este combustible, en este mes se registró una importación de 42,74 Tm/día

Los precios de importación de los diferentes combustibles, que se señalan a continuación, varían en función al precio internacional del petróleo, punto de entrega, tipo de producto, medio de transporte y costo de flete.

Gráfico N°13

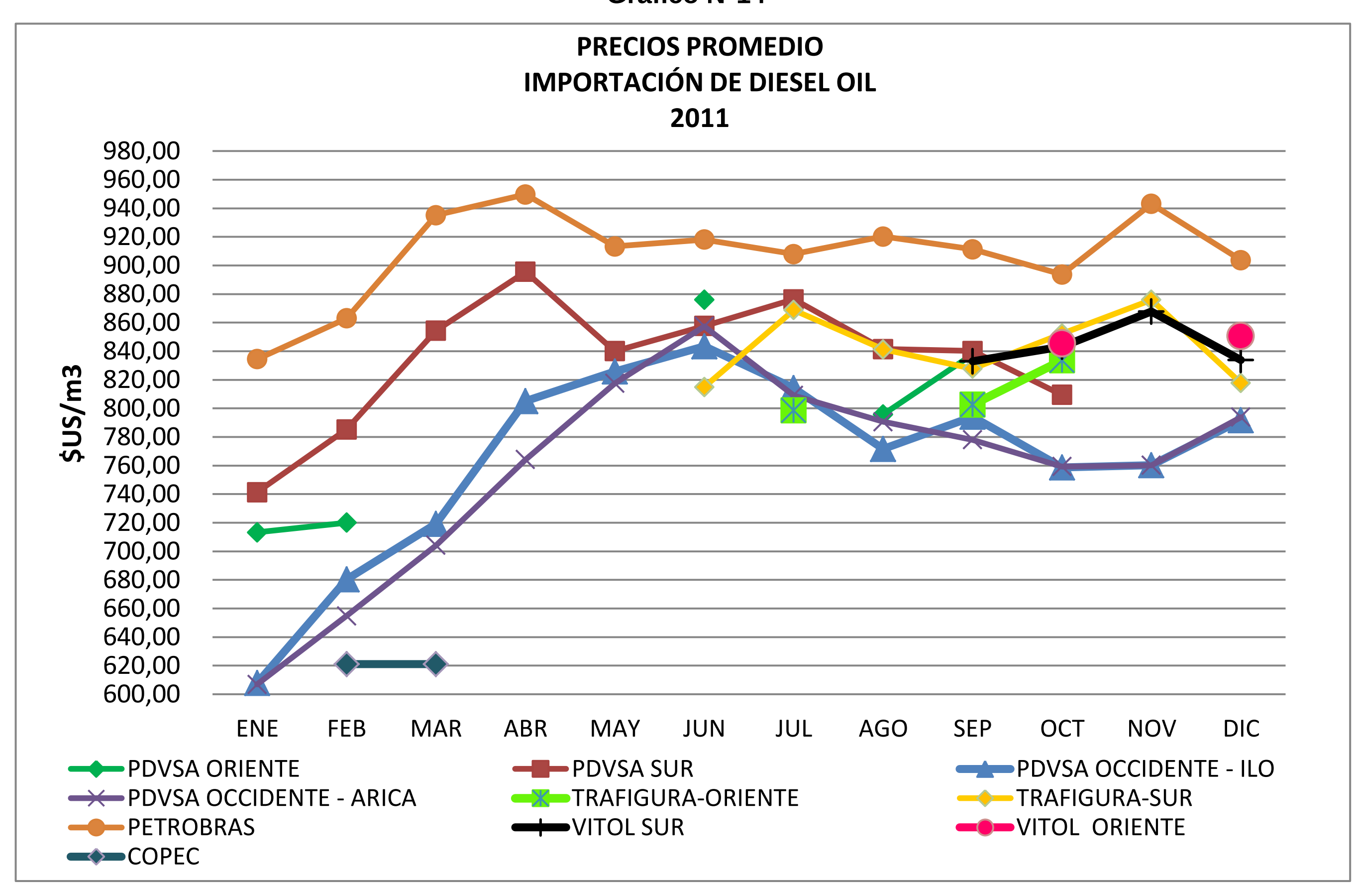


Cuadro N°24

PRECIO PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DE GLP ($us/TM)												
PROVEEDOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
ENARSA	825,01	837,07	852,96	888,84	911,31	944,77	944,64	932,72	926,75	942,84	946,30	922,61
YPF - LA PLATA	829,34	835,68	841,64	881,81	914,64	946,04	942,60	942,76	943,31	951,41	930,90	907,66
REPSOL PERÚ	832,68	832,68	832,68	891,38	908,84		908,84	908,84	908,84	945,20	945,20	945,20
GAS TOTAL				1.238,00	1.384,04	1.558,45	1.578,71	1.578,71	1.716,09	1.760,20	1.682,82	
TRAFIGURA	1.326,86	1.326,86				1.326,86	1.494,28	1.494,28				
COPETROL				1.246,28	1.445,23	1.621,31	1.590,19	1.595,18	1.583,69	1.592,33	1.450,10	

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos
Nota: valores actualizados a febrero de 2012

Gráfico N°14



Cuadro N°25

PRECIO PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DE DIESEL OIL ($us/m3)												
PROVEEDOR	**ENE**	**FEB**	**MAR**	**ABR**	**MAY**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SEP**	**OCT**	**NOV**	**DIC**
PDVSA ORIENTE	713,29	720,09				876,04		795,79	837,68			
PDVSA SUR	741,34	785,33	854,43	895,63	840,07	857,66	876,32	841,49	840,12	809,50		
PDVSA OCCIDENTE - ILO	607,99	680,43	719,31	805,19	825,85	843,55	814,18	771,65	794,21	758,68	760,25	791,70
PDVSA OCCIDENTE - ARICA	606,86	654,82	704,23	764,20	817,51	857,42	809,05	790,67	778,08	759,33	760,25	793,91
TRAFIGURA-ORIENTE							798,65		802,73	833,67		
TRAFIGURA-SUR						814,95	868,79	841,31	827,79	852,31	875,94	817,74
PETROBRAS	834,53	862,98	935,25	949,72	913,35	918,16	908,00	920,25	911,37	893,73	943,11	903,77
VITOL SUR									832,92	843,22	867,76	833,93
VITOL ORIENTE										845,53		850,64
COPEC		621,00	621,00									

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos
Nota: valores actualizados a febrero de 2012

5. COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

5.1 MERCADO INTERNO POR DEPARTAMENTO

- ***VENTA DE DIESEL OIL (NACIONAL + IMPORTADO) (Bbl/día)***

Cuadro N°26

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL NACIONAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	3.140	3.850	6.027	8.725	3.352	3.600	791	861	1.310	1.608	1.307	1.493	1.234	1.433	437	546	132	145	17.732	22.263
FEB	3.362	3.696	6.861	7.506	3.411	3.313	803	830	1.304	1.466	1.346	1.478	1.233	1.384	491	532	140	156	18.952	20.363
MAR	3.476	3.598	9.112	8.274	3.414	3.288	857	777	1.434	1.426	1.412	1.427	1.343	1.230	573	509	145	131	21.766	20.659
ABR	3.584	4.144	10.513	10.338	3.879	3.899	873	902	1.463	1.508	1.385	1.573	1.300	1.399	626	534	150	130	23.774	24.427
MAY	3.665	3.835	9.864	10.258	3.601	3.666	867	791	1.528	1.427	1.352	1.534	1.269	1.380	655	644	139	150	22.940	23.686
JUN	3.898	4.127	9.814	10.237	3.858	3.905	970	913	1.743	1.620	1.437	1.584	1.360	1.453	792	714	133	176	24.005	24.730
JUL	4.099	4.306	9.662	10.034	4.233	4.267	914	942	1.620	1.796	1.494	1.610	1.425	1.472	759	822	145	165	24.352	25.413
AGO	3.993	4.636	9.768	10.845	3.972	4.444	919	1.016	1.583	1.833	1.382	1.774	872	1.450	762	929	181	196	23.432	27.124
SEP	4.138	4.737	10.357	11.080	4.027	4.653	1.007	1.065	1.669	1.776	1.544	1.877	1.513	1.592	854	941	157	190	25.266	27.911
OCT	4.071	4.800	10.163	10.128	4.038	4.350	980	974	1.522	1.681	1.537	1.757	1.417	1.513	904	1.204	168	169	24.799	26.576
NOV	4.436	5.011	9.980	11.562	4.000	4.401	995	980	1.551	1.758	1.561	1.758	1.367	1.510	1.000	1.123	207	177	25.097	28.281
DIC	4.244	5.318	8.726	10.380	3.833	4.674	853	977	1.483	1.682	1.559	1.969	1.277	1.538	737	1.060	149	174	22.861	27.773
PROM	3.842	4.338	9.237	9.947	3.801	4.038	902	919	1.518	1.632	1.443	1.653	1.301	1.446	716	797	154	163	22.915	24.934
%	16,77%	17,40%	40,31%	39,90%	16,59%	16,20%	3,94%	3,69%	6,62%	6,55%	6,30%	6,63%	5,68%	5,80%	3,12%	3,19%	0,67%	0,66%	100,00%	100,00%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

El Diesel Oil es el combustible de mayor demanda en el mercado interno, durante la gestión 2011, se comercializó un promedio de 24.934 Bbl/día. La comercialización de este combustible se centralizó mayormente en los departamentos de Santa Cruz en un 39.90%, La Paz en 17,40% y Cochabamba en 16,20%, representando estos tres departamentos el 73,49% del consumo total. Hasta diciembre de 2011 el volumen promedio comercializado de diesel oil superó al de 2010 en 9%.

- ***GASOLINA ESPECIAL (Bbl/día)***

Cuadro N°27

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL NACIONAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	4.754	5.186	4.421	5.505	2.575	2.678	482	493	712	753	886	1.030	806	957	579	674	178	185	15.395	17.461
FEB	5.110	5.321	5.164	5.801	2.781	2.773	504	495	761	727	943	1.009	840	893	623	667	179	187	16.905	17.872
MAR	5.194	5.325	5.731	6.127	2.816	2.887	490	529	727	749	891	1.011	816	921	656	729	162	154	17.484	18.430
ABR	5.125	5.740	5.342	6.122	3.009	2.988	499	527	726	764	969	1.063	850	954	707	752	173	161	17.400	19.071
MAY	5.072	5.221	5.082	5.887	2.533	2.702	465	509	679	726	880	1.066	764	908	682	715	161	181	16.318	17.913
JUN	5.252	5.565	5.273	6.047	2.659	2.726	487	517	712	763	939	1.057	817	974	708	836	162	212	17.008	18.695
JUL	5.381	5.630	5.393	5.767	2.827	2.805	510	532	748	778	964	1.048	881	945	721	834	182	173	17.607	18.512
AGO	5.373	5.718	5.549	6.216	2.541	2.902	493	536	764	815	935	1.033	581	1.001	725	832	175	217	17.138	19.269
SEP	5.430	5.688	5.741	6.682	2.630	2.972	522	552	785	844	967	1.077	853	1.012	767	879	172	204	17.867	19.910
OCT	5.367	5.683	5.758	5.994	2.765	2.872	520	557	757	816	978	1.088	889	979	744	809	161	193	17.183	18.991
NOV	5.593	5.954	5.837	6.531	2.753	2.935	538	552	773	874	1.008	1.112	915	1.036	801	872	195	202	15.701	20.068
DIC	5.654	6.437	6.040	7.262	3.056	3.165	553	595	813	910	1.052	1.189	928	1.111	797	970	200	227	17.674	21.866
PROM	5.276	5.622	5.444	6.162	2.745	2.867	505	533	746	793	951	1.065	828	974	709	797	175	191	16.973	19.005
%	31,08 %	29,58 %	32,08 %	32,42 %	16,17 %	15,08 %	2,98 %	2,80 %	4,40 %	4,17 %	5,60 %	5,60 %	4,88 %	5,13 %	4,18 %	4,20 %	1,03 %	1,01 %	100,00 %	100,00 %

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos
Nota: Incluye producción nacional más insumos y aditivos importados.

La gasolina especial es el segundo combustible de mayor consumo en el mercado interno, en la gestión 2011 se comercializaron un promedio de 19.005 Bbl/día de este combustible. El mayor consumo se registró en los departamentos de Santa Cruz (32,42%), La Paz (29,58%), y Cochabamba (15,08%), representando el consumo de estos tres departamentos aproximadamente el 77,09% del consumo total. Los volúmenes de gasolina especial comercializados en 2011 superaron en 9% a los volúmenes comercializados durante el 2010.

- ***KEROSEN (Bbl/día)***

Cuadro N°28

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL NACIONAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	35	40	29	4	8	12	2	3	4	9	20	28	29	44	2	5	1	0	129	145
FEB	32	37	29	6	6	5	2	4	2	1	16	22	20	33	1	4	0	0	109	112
MAR	34	40	23	9	7	1	5	3	5	4	16	21	22	19	4	7	0	0	117	103
ABR	33	36	25	8	4	7	5	3	5	3	18	13	34	33	3	5	0	0	127	108
MAY	41	40	13	5	14	11	5	3	3	9	22	24	26	22	1	4	1	0	126	119
JUN	43	35	22	12	6	11	5	4	5	4	24	36	27	31	4	13	0	0	136	147
JUL	31	42	15	7	1	9	6	6	11	11	23	31	29	21	1	12	0	0	119	139
AGO	25	54	19	2	-	6	4	3	11	4	20	30	15	20	2	20	-	0	96	139
SEP	12	50	29	11	6	26	6	3	6	6	25	23	28	33	1	25	-	0	114	178
OCT	36	31	36	5	6	16	7	3	8	18	24	20	49	20	5	17	0	0	171	131
NOV	68	33	16	6	11	14	3	7	5	5	20	36	32	21	4	25	0	0	158	148
DIC	48	41	7	15	4	23	3	2	8	10	32	28	9	34	2	19	0	1	113	173
PROM	36	40	22	7	6	12	4	4	6	7	22	26	27	28	2	13	0	0	126	137
%	29%	29%	17%	5%	5%	9%	4%	3%	5%	5%	17%	19%	21%	20%	2%	10%	0%	0%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

Las ventas de kerosene en 2011 alcanzaron un promedio mensual de 137 Bbl/día. Los departamentos de mayor consumo de este combustible fueron La Paz, Potosí y Oruro.

- ***GASOLINA PREMIUM (Bbl/día)***

Cuadro N°29

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		TOTAL NACIONAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	8	8	47	28	2	-	-	-	2	2	59	38
FEB	9	11	43	53	4	4	-	-	2	2	58	69
MAR	4	8	48	47	1	7	-	-	2	2	55	64
ABR	12	6	41	23	2	3	-	-	-	2	55	35
MAY	9	10	44	61	3	3	-	-	2	-	59	74
JUN	2	10	52	46	1	3	-	-	2	2	57	61
JUL	9	6	68	37	3	-	-	-	2	-	82	43
AGO	4	10	42	43	2	-	-	-	2	-	50	53
SEP	6	6	39	44	4	-	-	-	2	-	51	51
OCT	10	9	49	38	4	-	-	-	4	-	67	47
NOV	8	9	42	37	3	-	-	-	2	-	55	45
DIC	9	6	42	35	4	-	-	-	1	-	55	41
PROM	8	8	46	41	3	2	-	-	2	1	59	52
%	13%	16%	79%	79%	5%	3%	0%	0%	3%	2%	100%	100%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

El la gestión 2011 se comercializaron un promedio de 52 Bbl/día de Gasolina Premium. Este combustible fue comercializado en un 79% en el departamento de Santa Cruz, 16% en La Paz, 3% en Cochabamba y 2% en Tarija, en los demás departamentos no se comercializa este producto.

En relación a la gestión 2010, el volumen promedio de Gasolina Premium comercializado disminuyó en un 12%.

5.2 MERCADO EXTERNO

EXPORTACIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO (Bbl)

Cuadro N°30

PRODUCTO	CRUDO RECONSTITUIDO (BBL)	
	2010	2011
ENE	---	330.026
FEB	269.386	312.097
MAR	---	---
ABR	302.845	319.640
MAY	---	328.905
JUN	304.281	---
JUL	270.837	315.990
AGO	306.883	321.288
SEP	292.504	324.067
OCT	271.486	---
NOV	282.248	323.139
DIC	256.766	473.759
TOTAL	1.746.736	3.048.912

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

Durante el 2011 las exportaciones de Crudo Reconstituido alcanzaron un volumen total de 3.048.912 Bbl, un 75% mayor al total exportado durante el 2010.

El precio FOB en Arica de crudo reconstituido para su venta al mercado externo es determinado mediante una fórmula asociada al precio de petróleo WTI promedio de los 5 días posteriores a la fecha de emisión del conocimiento de embarque menos un descuento que es definido y aprobado entre las partes. El tiempo entre un embarque y otro es variable de acuerdo al volumen almacenado

6. GAS LICUADO DE PETRÓLEO

6.1 PRODUCCIÓN DE GLP EN PLANTAS (Tm/día)

Cuadro N°31

PLANTA/ OPERADOR	RÍO GRANDE/YPFB ANDINA		CARRASCO/YPFB CHACO		VUELTA GRANDE/YPFB CHACO		COLPA/PETROBRAS ARGENTINA S.A.		PALOMA/REPSOL YPF		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	253,15	242,70	177,41	171,27	168,96	172,05	29,47	26,60	56,89	30,10	685,89	642,71
FEB	268,63	254,82	184,84	176,38	168,89	172,67	27,68	26,29	50,33	28,49	700,36	658,64
MAR	261,05	256,28	190,73	189,93	170,29	171,30	27,78	28,74	55,98	24,40	705,83	670,65
ABR	264,41	252,20	188,24	187,23	171,71	167,81	28,25	27,16	53,98	25,17	706,59	659,57
MAY	259,45	256,96	195,13	183,63	172,94	172,44	30,88	25,06	52,81	25,09	711,20	663,18
JUN	258,09	267,92	198,07	181,45	168,94	172,99	29,79	26,89	50,05	23,99	704,95	673,24
JUL	252,51	271,35	200,25	182,32	166,59	176,93	29,79	26,55	45,07	24,54	694,21	681,68
AGO	261,41	264,69	191,12	178,18	171,78	175,24	30,84	27,10	43,88	22,87	699,03	668,09
SEP	263,93	259,23	186,50	178,17	171,72	173,27	29,58	26,22	41,33	22,93	693,06	659,82
OCT	257,30	261,77	179,61	184,74	161,79	170,73	29,47	24,09	38,68	22,94	666,85	664,26
NOV	249,23	261,62	178,56	181,58	173,24	169,42	28,13	26,77	36,31	20,56	665,48	659,94
DIC	248,03	261,32	176,08	182,63	172,08	168,87	27,70	27,24	31,93	16,03	655,82	656,09
PROMEDIO	258,10	259,24	187,21	181,46	169,91	171,98	29,11	26,56	46,44	23,93	690,77	663,16
%	37,4%	39,1%	27,1%	27,4%	24,6%	25,9%	4,2%	4,0%	6,7%	3,6%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

La producción de GLP en Plantas hasta diciembre de 2011, tuvo un promedio 663,16 Tm/día, siendo el 53,3 % de esta producción proveniente de los campos de YPFB Chaco, el 39,1% de los campos operados por YPFB Andina, el 3,6% de los campos operados por Repsol YPF y el 4% de los campos operados por Petrobras Argentina S.A.

6.2 PRODUCCIÓN DE GLP EN REFINERÍAS (Tm/día)

Cuadro N°32

REFINERÍA	GUALBERTO VILLARROEL		GUILLERMO ELDER BELL		ORO NEGRO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	157,96	173,75	36,62	48,24	12,55	9,78	207,12	231,77
FEB	175,78	181,46	45,35	53,60	12,03	8,36	233,15	243,42
MAR	178,60	183,59	47,54	48,14	11,59	8,58	237,73	240,31
ABR	184,03	183,18	48,50	34,95	7,77	8,48	240,29	226,61
MAY	84,49	162,41	61,84	48,26	11,55	8,11	157,88	218,78
JUN	175,13	140,34	56,98	66,41	9,66	8,99	241,78	215,74
JUL	208,10	196,45	51,68	49,73	8,61	8,48	268,39	254,66
AGO	179,73	199,42	47,29	53,97	8,66	9,15	235,68	262,54
SEP	173,54	183,44	50,01	55,37	9,61	10,18	233,16	248,99
OCT	166,53	166,99	47,10	53,18	10,61	9,44	224,25	229,61
NOV	159,30	163,69	45,01	54,95	10,85	9,75	215,16	231,70
DIC	167,77	163,69	46,48	53,18	9,20	9,44	223,45	226,31
PROMEDIO	167,58	174,87	48,70	51,67	10,22	9,06	226,50	235,87
%	74,0%	74,1%	21,5%	21,9%	4,5%	3,8%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

La producción de GLP en refinerías es mucho menor a la producida en plantas. En relación a la gestión 2010, la producción promedio de GLP en refinerías fue mayor en 4%.

Durante la gestión 2011, YPFB Refinación produjo el 96 % de los volúmenes de GLP de refinerías, el 74,1% fue producido en Gualberto Villarroel y el 21,9% en Guillermo Elder Bell.

6.3 PRODUCCIÓN TOTAL DE GLP (Tm/día)

Cuadro N°33

	PLANTAS		REFINERÍAS		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	685,89	642,71	207,12	231,77	893,01	874,48
FEB	700,36	658,64	233,15	243,42	933,52	902,07
MAR	705,83	670,65	237,73	240,31	943,56	910,96
ABR	706,59	659,57	240,29	226,61	946,88	886,19
MAY	711,20	663,18	157,88	218,78	869,08	881,96
JUN	704,95	673,24	241,78	215,74	946,73	888,97
JUL	694,21	681,68	268,39	254,66	962,59	936,34
AGO	699,03	668,09	235,68	262,54	934,70	930,63
SEP	693,06	659,82	233,16	248,99	926,23	908,82
OCT	666,85	664,26	224,25	229,61	891,09	893,87
NOV	665,48	659,94	215,16	231,70	880,64	891,64
DIC	655,82	656,09	223,45	226,31	879,27	882,40
PROMEDIO	690,77	663,16	226,50	235,87	917,27	899,03
%	75,3%	73,8%	24,7%	26,2%	100,0%	100,0%

Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

Para la gestión 2011, la producción de GLP en Plantas representó el 73,8% del total y la producción de GLP en refinerías representó el 26,2%. En relación a la gestión 2010 la producción promedio total es menor en 2%.

7. COMERCIALIZACIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO

7.1 VENTAS DE GLP AL MERCADO INTERNO POR DEPARTAMENTO (Tm/día) (CONSIDERA SOLO VENTAS EFECTUADAS POR YPFB)

Cuadro N°34

DEPTO	LA PAZ		SANTA CRUZ		COCHABAMBA		CHUQUISACA		TARIJA		ORURO		POTOSI		BENI		PANDO		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
ENE	276,04	270,31	106,28	134,18	128,33	152,50	45,05	46,85	48,48	50,56	53,16	52,16	46,11	48,41	19,86	21,28	2,76	3,13	726,07	779,37
FEB	317,53	299,49	116,04	141,21	141,70	149,19	49,58	50,23	51,12	51,31	59,25	55,47	47,98	50,28	18,26	21,82	3,10	2,69	804,56	821,69
MAR	335,14	303,59	121,55	146,58	139,12	179,60	52,59	51,82	51,44	51,00	58,60	60,30	54,13	52,78	21,11	21,37	3,42	2,62	837,11	869,65
ABR	331,26	305,46	120,01	143,26	139,05	161,17	51,64	50,87	49,78	53,68	61,36	62,14	53,99	54,53	22,17	19,88	3,34	4,44	832,58	855,43
MAY	285,75	293,77	116,65	147,66	132,46	157,37	47,72	50,24	47,57	52,41	55,96	58,53	52,93	52,42	20,88	21,05	2,91	3,43	762,83	836,88
JUN	311,20	299,71	126,08	154,22	142,60	146,77	52,79	53,42	51,84	54,85	60,03	61,03	54,82	58,05	22,82	22,19	3,25	3,35	825,44	853,58
JUL	307,10	311,24	158,38	178,32	145,98	155,11	51,80	48,54	53,15	52,99	61,67	64,12	55,75	55,03	21,81	23,41	3,75	3,46	859,39	892,22
AGO	295,64	311,45	131,90	175,94	131,58	158,09	51,39	51,35	54,37	57,07	57,64	63,90	42,68	58,17	21,13	22,83	4,03	3,97	790,37	902,76
SEP	293,12	293,68	126,83	161,86	131,63	161,47	51,16	51,65	53,11	53,07	59,09	64,53	53,05	56,45	20,90	23,02	3,31	2,96	792,20	868,70
OCT	302,82	305,61	129,05	141,65	130,53	145,26	48,88	48,74	48,75	47,00	56,75	60,55	52,34	51,02	19,61	19,69	2,53	4,23	791,26	823,76
NOV	282,84	289,01	128,54	134,75	136,60	155,61	50,43	50,30	51,22	50,26	57,62	57,06	50,98	53,79	21,82	22,82	4,03	3,43	784,08	817,04
DIC	306,94	299,10	139,53	136,15	139,67	161,32	51,34	51,18	50,52	47,87	61,14	64,37	53,84	53,18	23,40	26,26	3,55	4,23	829,92	843,66
PROM	303,78	298,54	126,74	149,65	136,60	156,95	50,36	50,43	50,95	51,84	58,52	60,35	51,55	53,68	21,15	22,14	3,33	3,50	802,98	847,06
%	37,8%	35,2%	15,8%	17,7%	17,0%	18,5%	6,3%	6,0%	6,3%	6,1%	7,3%	7,1%	6,4%	6,3%	2,6%	2,6%	0,4%	0,4%	100,0%	100,0%

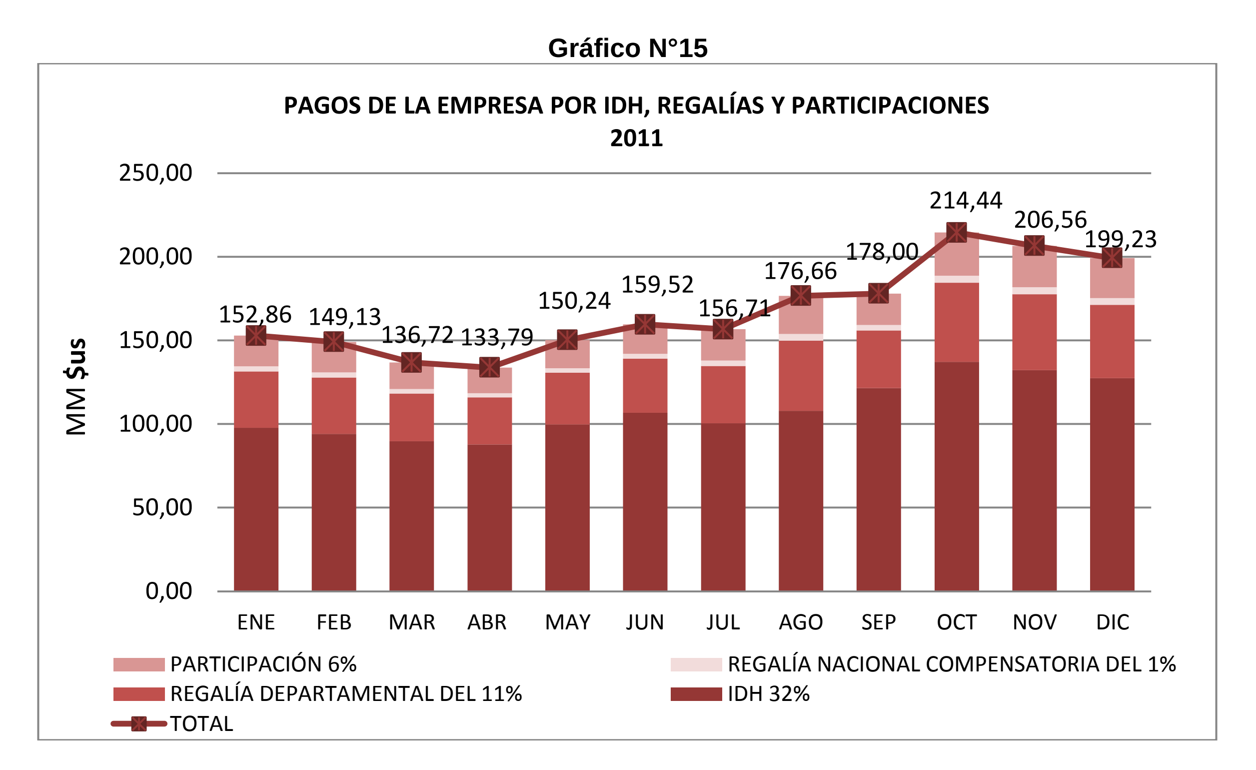
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización – Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos

Los volúmenes de GLP comercializados en 2011, se centraron en los departamentos de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz. Las ventas al departamento de La Paz representaron el 35,2% del total, a Cochabamba el 18,5 % y a Santa Cruz el 17,7 %. El promedio de ventas de GLP durante el 2011 fue mayor en 5% al promedio registrado en 2010

8. IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIÓN

8.1 PAGOS DE YPFB POR CONCEPTO DE IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES

Gráfico N°15



Cuadro N°35

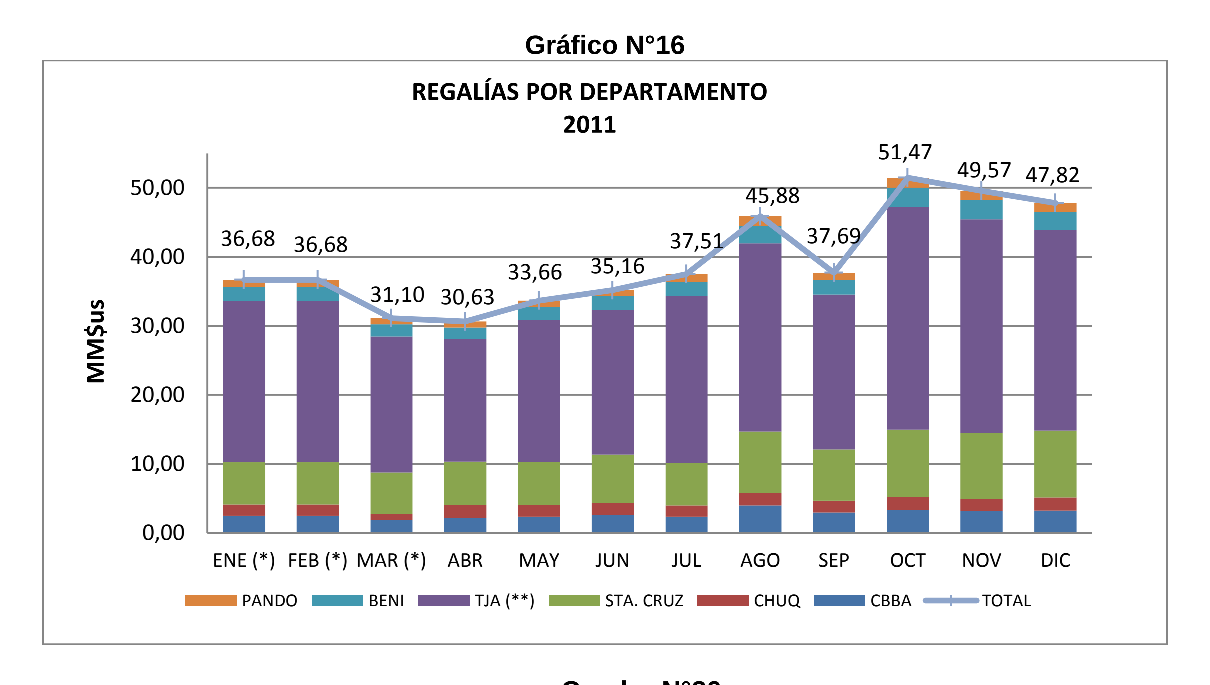
PAGOS DE LA EMPRESA POR IDH, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES (MM$us) 2011													
CONCEPTO	**ENE**	**FEB**	**MAR**	**ABR**	**MAY**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SEP**	**OCT**	**NOV**	**DIC**	**TOTAL**
IDH 32%	97,83	94,11	89,75	87,85	99,75	106,73	100,50	107,90	121,47	137,24	132,20	127,51	1302,83
REGALÍA DEPARTAMENTAL DEL 11%	33,63	33,63	28,46	28,08	30,85	32,32	34,29	41,96	34,55	47,18	45,44	43,83	434,22
REGALÍA NACIONAL COMPENSATORIA DEL 1%	3,06	3,06	2,64	2,55	2,80	2,84	3,22	3,92	3,14	4,29	4,13	3,98	39,63
PARTICIPACIÓN 6%	18,34	18,34	15,87	15,32	16,83	17,63	18,70	22,89	18,84	25,73	24,79	23,91	237,19
TOTAL	152,86	149,13	136,72	133,79	150,24	159,52	156,71	176,66	178,00	214,44	206,56	199,23	2013,88

Fuente: Gerencia Nacional de Administración de Contratos

De acuerdo al D.S. Nº 29528 se establece el pago mensual de IDH, dentro de los 90 días de finalizado el mes de producción, consolidando al efecto el total de las operaciones realizadas durante el mes objeto de liquidación, pudiendo la Administración Tributaria prorrogar el plazo señalado, mediante Resolución Administrativa en casos excepcionales en el marco de la Ley Nº 2492. Asimismo, se establece el pago de Regalías y Participación al Tesoro General de la Nación dentro de los 90 días de finalizado el mes de producción sobre la base de los montos determinados en el último Informe de Liquidación de Regalías y Participación al Tesoro General de la Nación emitido de manera oficial por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

8.2 REGALÍAS POR DEPARTAMENTO

Gráfico N°16



Cuadro N°36

REGALÍAS POR DEPARTAMENTO (MM$us) 2011									
MES	Regalía Departamental del 11%				Total Regalía Dptal. del 11%	Regalía Nacional Compensatoria del 1%		Total Regalía Compensatoria del 1%	TOTAL
	CBBA	CHUQ	STA. CRUZ	TJA (**)		BENI	PANDO		
ENE (*)	2,48	1,63	6,13	23,39	33,63	2,04	1,02	3,06	36,68
FEB (*)	2,48	1,63	6,13	23,39	33,63	2,04	1,02	3,06	36,68
MAR (*)	1,90	0,87	5,99	19,71	28,46	1,76	0,88	2,64	31,10
ABR	2,19	1,87	6,26	17,76	28,08	1,70	0,85	2,55	30,63
MAY	2,34	1,75	6,19	20,57	30,85	1,87	0,93	2,80	33,66
JUN	2,59	1,71	7,06	20,96	32,32	1,96	0,88	2,84	35,16
JUL	2,34	1,66	6,12	24,17	34,29	2,08	1,14	3,22	37,51
AGO	3,97	1,81	8,92	27,27	41,96	2,54	1,37	3,92	45,88
SEP	2,97	1,73	7,39	22,46	34,55	2,09	1,05	3,14	37,69
OCT	3,32	1,86	9,79	32,21	47,18	2,86	1,43	4,29	51,47
NOV	3,21	1,73	9,56	30,94	45,44	2,75	1,38	4,13	49,57
DIC	3,26	1,89	9,67	29,01	43,83	2,66	1,33	3,98	47,82
TOTAL	33,06	20,13	89,21	291,83	434,22	26,35	13,28	39,63	473,85

(*) Pagos efectuados en la gestión 2011, correspondientes a producción de la gestión 2010
(**) Incluye pagos efectuados a la Provincia Gran Chaco de acuerdo al D.S. 0331 de fecha 15 de octubre de 2010
Fuente: Gerencia Nacional de Administración de Contratos

El mayor monto por Regalía Departamental fue con destino al departamento de Tarija. Los pagos efectuados a la Provincia Gran Chaco de este departamento se efectuaron de acuerdo al D.S. 0331 en el que se establece el mecanismo de asignación directa del cuarenta y cinco por ciento (45%) del total de las Regalías Departamentales por Hidrocarburos que percibe la Prefectura del Departamento de Tarija a favor de esta provincia.

9. *RECORD EN INVERSIONES EN LOS ÚLTIMOS AÑOS*

En los últimos años las inversiones se han reactivado en el **sector,** en la gestión 2011 alcanzamos un record de 1.293 MM$us, superior en un 65% en relación a la gestión 2010 (782MM$us), si comparamos con las inversiones registradas el 2005 (427 MM$us), hemos invertido tres veces más.

Cuadro N°37
INVERSIONES 2011 POR EMPRESAS Y ACTIVIDAD DE LA CADENA
(MM$us)

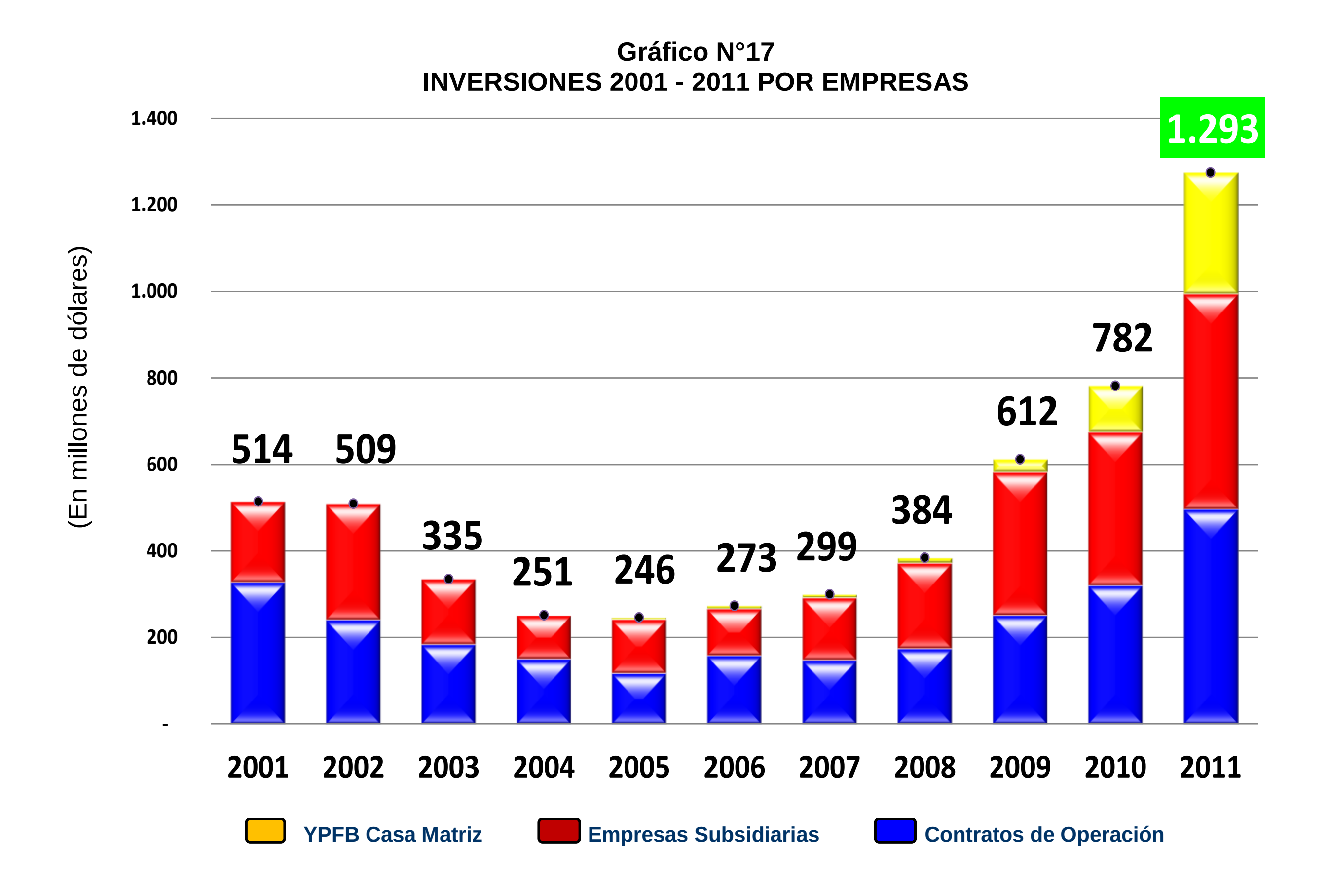
ACTIVIDAD	YPFB CORPORACION		EMPRESAS OPERADORAS		TOTAL SECTOR		%PARTICIPACION	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Exploración	23	128	72	86	96	214	12%	17%
Explotación	231	230	247	428	479	659	61%	51%
Almacenaje	0,2	0,6			0,2	0,6	0%	0%
Transporte	92	125			92	125	12%	10%
Refinación	7	14			7	14	1%	1%
Plantas de Separación	8	192			8	192	1%	15%
Redes	95	82			95	82	12%	6%
Comercialización	4	6			4	6	1%	0%
Inv. Menores	0,1	2			0,1	2	0%	0%
TOTAL	**462**	**779**	**320**	**514**	**782**	**1293**	**100%**	**100%**
Porcentaje	59%	60%	41%	40%	100%	100%		

Cuadro N°38
INVERSIONES 2010-2011 POR EMPRESA
(MM$us)

EMPRESA	2010	2011
YPFB CASA MATRIZ	108	281
EMPRESAS SUBSIDIARIAS	355	498
EMPRESAS OPERADORAS	320	514
TOTAL	**782**	**1293**

Las inversiones en la **Corporación** ascienden a 779 MM$us, superior en un 69% a las registradas el 2010 que ascendían a 462 MM$us; este panorama positivo es producto de una acertada política gubernamental y corporativa, que ha priorizado las inversiones en YPFB Casa Matriz, sus Empresas Subsidiarias y Afiliadas; con el objetivo de asegurar el abastecimiento del

mercado interno, cumplir con los contratos de exportación, incremento de capacidad de producción e impulsar la industrialización.



La tendencia creciente de las inversiones, ha generado impactos positivos en el crecimiento de la economía, en las exportaciones, en la generación de divisas y en las recaudaciones fiscales.

El 2011 se han perforado **12 pozos exploratorios** y **24 pozos de desarrollo**; se duplicaron en relación a la gestión 2010.

En la gestión 2012 se mantiene la prioridad para invertir en exploración y explotación, y se han destinado inversiones por un monto de 1.187 MM $us para la perforación de 14 **pozos exploratorios** y **36 pozos de desarrollo**.

Estamos consolidando el proceso de nacionalización de los hidrocarburos, con inversiones significativas en el sector y que mantienen una tendencia de crecimiento anualmente.

10. UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN

UNIDADES UTILIZADAS

Bbl: *barril*
Btu: *Unidad Térmica Británica*
m^3: *metros cúbicos*
Tm: *tonelada métrica*
pie^3: *pie cúbico*
$us: Dólares americanos

PREFIJOS UTILIZADOS

Símbolo	*Prefijo*	*Valor*
M	*mil*	*10^3= 1.000*
MM	*millones*	*10^6= 1.000.000*

EQUIVALENCIAS

Volumen		
1 pie cúbico (pie^3)	=	0,0283 metros cúbicos (m^3)
1 metro cúbico (m^3)	=	35,315 pies cúbicos (pie^3)
1 barril (Bbl)	=	159 litros (l)
Peso		
1 tonelada métrica (Tm)	=	1.000 kilogramos (kg)
Calor		
1 Unidad Térmica Británica (BTU) = 0,252 kilocalorías (Kcal) = 1.055 kilojoules (KJ)		

11. GLOSARIO DE TÉRMINOS

Contratos de Operación: Contratos petroleros de Exploración y Explotación suscritos entre YPFB y las empresas petroleras (Titulares) en Octubre de 2006 y protocolizados en mayo de 2007.

Downstream: expresión utilizada para referirse a las actividades de Transporte, Almacenaje, Comercialización, Refinación, Distribución e Importación.

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima, empresa encargada de la comercialización de volúmenes de Gas Natural en territorio Argentino.

GLP: Gas Licuado de Petróleo. Es la mezcla de propano y butano en proporciones variables. El GLP es producido en plantas y refinerías.

GLP de Plantas: Es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) extraído del Gas Natural en plantas de extracción de licuables en campos de producción.

GLP de Refinerías: Es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) extraído del petróleo en las Refinerías.

GSA (Gas Supply Agreement): Contrato de compra-venta de Gas Natural entre YPFB y PETROBRAS Brasil firmado en 1996.

IDH: *Impuesto Directo a los Hidrocarburos*

Programas de Trabajo y Presupuesto - PTPs: En el marco de los Contratos de Operación, los PTPs son un programa pormenorizado de las Operaciones Petroleras propuestas por el Titular y de los tiempos requeridos para cada categoría de Operaciones Petroleras, que está sujeto a la aprobación de YPFB***.***

QDC: Cantidad diaria contractual de gas natural, en el marco del contrato GSA, que YPFB se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir (QDCA + QDCB).

QDCB: Cantidad diaria base de gas natural hasta los 16 MMm^3, en el marco del contrato de exportación GSA, que YPFB se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir.

QDCA: Cantidad diaria adicional a la cantidad diaria base (QDCB) de gas natural, en el marco del contrato de exportación GSA, que YPFB se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir.

RECON (Crudo Reconstituido): Mezcla de crudo reducido, obtenido como residuo de la destilación atmosférica, con gasolina blanca obtenida en las plantas de separación de los campos y en las refinerías.

TGE: Tesoro General del Estado.

Upstream: expresión utilizada para referirse a las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos.

WTI (West Texas Intermediate): El WTI es un tipo de petróleo crudo ligero, producido en los campos occidentales del estado de Texas (Estados Unidos de Norteamérica), el cual sirve como precio de referencia para las transacciones financieras en la bolsa de New York (NYMEX). Este tipo de crudo es utilizado como referencia en Bolivia. Existen distintos tipos de crudos de referencia, entre los cuales se incluyen el Brent, Dubai, etc.